

Jörg Christoph Wilhelm

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energieforschung (IEF)
Brennstoffzellen (IEF-3)

Hybridisierung und Regelung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems

Jörg Christoph Wilhelm

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 73

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-89336-642-2

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <<http://dnb.d-nb.de>> abrufbar.

Herausgeber und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
D-52425 Jülich
Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103
E-Mail: zb-publikation@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2010

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 73

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2010)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-89336-642-2

Vollständig frei verfügbar im Internet auf dem Jülicher Open Access Server (JUWEL)
unter <http://www.fz-juelich.de/zb/juwel>

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Hybridisierung und Regelung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems

von Jörg Christoph Wilhelm

Kurzfassung:

Direktmethanol-Brennstoffzellen (DMFCs) zeichnen sich dadurch aus, dass sie die chemische Energie des flüssig zugeführten Brennstoffs Methanol direkt in elektrische Energie umwandeln. Methanol hat eine hohe Energiedichte und lässt sich vergleichsweise einfach speichern. Aufgrund dieser Vorteile eignen sich Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systeme z. B. als Batterieersatz für den Bereich leichte Traktion in der kW-Klasse. Da das Nachtanken im Vergleich zum Laden einer Batterie viel schneller realisierbar ist, folgt hieraus ein nahezu unterbrechungsfreier Betrieb.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher ein Direktmethanol-Brennstoffzellen-System für den Bereich leichte Traktion zu entwickeln. Die systemtechnische Entwicklung und Charakterisierung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems erfolgt zuerst allgemein und anschließend angewandt auf das Beispiel Horizontalkommissionierer aus der Klasse der Flurförderfahrzeuge. Hierfür soll sowohl ein Hybridisierungs- als auch ein Regelungskonzept entwickelt werden. Die gewählte Vorgehensweise gliedert sich in die Charakterisierung der Anwendung, die theoretische Konzeptentwicklung und eine abschließende Systemanalyse mithilfe von Untersuchungen am Teststand und Simulationen.

Aus der Charakterisierung folgt der charakteristische Fahrzyklus der Anwendung. Die Eckdaten, wie maximale Peakleistungen beim Beschleunigen und Bremsen sowie die Durchschnittsleistung bilden die Grundlage für die Konzeptentwicklung. Die theoretische Entwicklung eines Hybridisierungskonzeptes erfolgt zweistufig auf Basis eines reinen Brennstoffzellenfahrzeuges. Eine Systemanalyse aller möglichen Konzepte bezüglich der Kriterien Brennstoffzellenleistung, Gesamtsystemwirkungsgrad und dynamische Brennstoffzellenbelastung führt schließlich zum favorisierten Konzept einer indirekten Kopplung. Das dafür entwickelte Regelungskonzept eines Kaskadenreglers mit Kennfeldregelung hält den Energiespeicher auf einem konstanten Ladezustand und sieht für die Brennstoffzelle einen Alterungsschutz sowie eine Alterungserkennung vor. Für die Dimensionierung von Brennstoffzelle und Energiespeicher spielen der Fahrzyklus, die Betriebszustände des Fahrzeugs und die Einzelwirkungsgrade der Komponenten eine entscheidende Rolle. Eine Parametervariation führt zu einer minimal benötigten Brennstoffzellenleistung von 1,3 kW und einer minimalen Energiedichte von 66 Wh/l bzw. einer minimalen Leistungsdichte von 355 W/l für den Energiespeicher. Die hohe benötigte Energiedichte und die Tatsache, dass der Energiespeicher immer auf einem Teilladezustand betrieben werden muss, was vor allem Bleibatterien schneller altern lässt, führt als Ergebnis zu einer Lithiumbatterie als Energiespeicher.

Hybridization and Control of a Mobile Direct Methanol Fuel Cell System

by Jörg Christoph Wilhelm

Abstract:

Direct methanol fuel cells (DMFCs) are characterized by the fact that they directly convert the chemical energy of the liquid fuel methanol into electrical energy. Methanol has a high energy density and can be stored relatively easily. Due to these advantages, direct methanol fuel cell systems are suitable, for example, as a battery replacement for light-traction applications in the kW class. Since refuelling is much faster than recharging a battery, almost interruption-free operation is possible.

The aim of this thesis is therefore to develop a direct methanol fuel cell system for light-traction applications. The systems technology development and characterization of a mobile direct methanol fuel cell system is initially examined in general and then applied to the example of a horizontal order picker, a type of forklift truck. A hybridization and control concept is developed for this type of truck. The procedure is structured into the theoretical characterization of the application, the development of theoretical concepts and a concluding systems analysis using data from the test stand and simulations.

The characteristic driving cycle of the application results from the characterization. The concept development is based on key data such as maximum peak power during acceleration and braking as well as average power. The two-stage theoretical development of a hybridization concept is based on a pure fuel cell vehicle. A systems analysis of all possible concepts with respect to the criteria of fuel cell power, total system efficiency and dynamic fuel cell loading eventually leads to the preferred concept of indirect coupling. A cascade controller with map control, the control concept developed for this purpose, keeps the energy storage unit at a constant state of charge and provides for the fuel cell aging protection as well as aging detection. The driving cycle, operational states of the vehicle and the efficiencies of the individual components play a decisive role for the dimensioning of the fuel cell as well as of the energy storage unit. Variation of parameters results in a minimum required fuel cell power of 1.3 kW as well as a minimum energy density of 66 Wh/l or a minimum power density of 355 W/l for the energy storage unit, respectively. The high energy density required and the fact that the energy storage unit must always be operated at a partial state of charge leads to faster aging, particularly of lead-acid batteries, so that a lithium battery is eventually chosen as an energy storage unit.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Zielsetzung und Gliederung der Arbeit.....	2
2	Grundlagen und Stand der Technik	5
2.1	Hybridisierung	5
2.1.1	Der Begriff Hybrid.....	5
2.1.2	Hybridisierungsarten	6
2.1.3	Brennstoffzellenhybrid.....	7
2.1.4	Hybridisierungsgrad	9
2.2	DMFC.....	10
2.2.1	Funktionsweise der DMFC	11
2.2.2	U-I-Kennlinie und Wirkungsgrade.....	11
2.2.3	DMFC-Systemtechnik	14
2.3	Energiespeicher	15
2.3.1	Definitionen	15
2.3.2	Bleibatterie	17
2.3.3	Lithiumbatterie	21
2.3.4	NiCd- und NiMH-Batterie.....	26
2.3.5	Superkondensator.....	29
2.3.6	Vergleich der Energiespeichertechnologien	31
2.3.7	Batteriemanagementsysteme.....	33
2.3.8	Technikübersicht.....	34
2.3.8.1	<i>Energiespeicher</i>	<i>34</i>
2.3.8.2	<i>Batteriemanagementsysteme</i>	<i>36</i>
2.4	Kopplungsverfahren von Brennstoffzelle und Energiespeicher	37
2.4.1	Kopplungsarten.....	37
2.4.2	Direkte Kopplung.....	38
2.4.3	Indirekte Kopplung	38
2.4.3.1	<i>Tiefsetzsteller</i>	<i>39</i>
2.4.3.2	<i>Hochsetzsteller.....</i>	<i>41</i>
2.4.3.3	<i>Tiefsetz-/Hochsetzsteller</i>	<i>42</i>
2.4.3.4	<i>Bidirektionaler DC/DC-Wandler.....</i>	<i>43</i>
2.4.4	Technik- und Literaturübersicht.....	45
2.4.4.1	<i>Literaturübersicht Hybridisierungskonzepte</i>	<i>45</i>
2.4.4.2	<i>Technikübersicht Brennstoffzellenhybride</i>	<i>47</i>
2.4.4.3	<i>Technikübersicht Flurförderfahrzeuge mit Brennstoffzellen</i>	<i>49</i>
2.5	Regelung.....	51
2.5.1	Regelung und Steuerung	51
2.5.2	Regleransätze für eine nichtlineare Regelstrecke.....	52
2.5.3	PID-Regler und Kennfeldregler	53
2.5.3.1	<i>PID-Regler</i>	<i>53</i>
2.5.3.2	<i>Kennfeldregler.....</i>	<i>53</i>
2.5.3.3	<i>Vergleich PID-Regler und Kennfeldregler.....</i>	<i>54</i>

3	Charakterisierung der betrachteten Anwendung	55
3.1	Motivation	55
3.2	Fahrtests	55
3.2.1	Versuchsbeschreibung	55
3.2.2	Anfahren, Konstantfahrt und Bremsen	55
3.2.3	Heben	56
3.3	Standardzyklus	57
3.3.1	Definition	57
3.3.2	Näherung und Parametervariation	58
3.4	Langzeitmessungen	61
3.4.1	Motivation und Vorbemerkungen	61
3.4.2	Beschreibung Einsatzfall	61
3.4.3	Werkzeug zur Auswertung der Langzeitmessungen	62
3.4.4	Ergebnisse der Auswertung	62
3.4.5	Diskussion der Ergebnisse	68
3.5	Angenäherter charakteristischer Fahrzyklus	70
3.5.1	Näherung	70
3.5.2	Vergleich mit Standardzyklus und Langzeitmessungen	71
3.6	Zusammenfassung	73
4	Instrumente zur Systemanalyse	75
4.1	Motivation	75
4.2	Teststand	75
4.2.1	Ziel und Anforderungen	75
4.2.2	Realisierung	76
4.3	Modellierung	79
4.3.1	Ziel und Anforderungen	79
4.3.2	Aufbau Gesamtsystemmodell	79
4.3.3	Arten der Modellierung	81
4.3.4	Modellierung der DMFC	82
4.3.4.1	Stationäres Modell	82
4.3.4.2	Dynamisches Modell	88
4.3.5	Modellierung des DC/DC-Wandlers	94
4.3.5.1	Stationäres Modell	94
4.3.5.2	Dynamisches Modell	97
4.3.6	Modellierung der Energiespeicher	103
4.3.6.1	Stationäres Modell	103
4.3.6.2	Dynamisches Modell	108
4.3.7	Modellierung des Fahrprofils	110
4.4	Zusammenfassung	110
5	Konzeptentwicklung für Hybridisierung und Regelung	111
5.1	Motivation	111
5.2	Hybridisierung	111
5.2.1	Überblick	111
5.2.2	Herleitung möglicher Schaltungsvarianten	112

5.2.3	Ermittlung favorisierter Schaltungsvarianten	115
5.3	Regelung	121
5.3.1	Herleitung eines Basiskonzeptes	121
5.3.2	Variation des Basiskonzeptes	124
5.4	Systemanalyse zur Konzeptentwicklung	124
5.4.1	Vergleich der Regelgrößen	124
5.4.2	Vergleich der Reglertopologien	127
5.4.3	Vergleich direkte und indirekte Kopplung	134
5.4.4	Einfluss DC/DC-Wandler	137
5.4.5	Zusammenfassung	138
5.5	Auslegung der Hybridsystemkomponenten	139
5.5.1	Auslegung DMFC	139
5.5.2	Auslegung Energiespeicher	140
5.5.2.1	Spannung	140
5.5.2.2	Energiemenge	140
5.5.2.3	Leistungsfähigkeit	143
5.5.3	Auslegung DC/DC-Wandler	144
5.6	Zusammenfassung	144
6	Auswahl und Charakterisierung des Energiespeichers	145
6.1	Motivation	145
6.2	Versuchsprogramm zur Charakterisierung	145
6.3	Bleibatterie als Energiespeicher	147
6.3.1	Ausgangspunkt	147
6.3.2	Experimentelle Batterieuntersuchungen	148
6.3.2.1	Kapazitätstest	148
6.3.2.2	Spannungsgrenzen	149
6.3.2.3	Leerfahren	152
6.3.2.4	Thermisches Verhalten	152
6.3.3	Alterungsuntersuchungen	154
6.3.4	Unterstützende Simulation	156
6.3.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerung	156
6.4	Bewertung alternativer Technologien	157
6.5	Auswahl und Beschaffung favorisierter Energiespeicher	160
6.5.1	Überblick	160
6.5.2	Vergleich mit der Bleibatterie	161
6.6	Charakterisierung der favorisierten Energiespeicher	162
6.6.1	Experimentelle Batterieuntersuchungen	162
6.6.1.1	Kapazitätstest	162
6.6.1.2	Spannungsgrenzen	163
6.6.1.3	Leerfahren	165
6.6.1.4	Thermisches Verhalten	166
6.6.2	Zusammenfassung und Schlussfolgerung	167
6.7	Zusammenfassung	167
7	Systemanalyse des Gesamtsystems	169
7.1	Überblick Gesamtsystem	169

7.2	Systemanalyse	169
8	Zusammenfassung und Ausblick	175
9	Anhang.....	181
9.1	Berechnungen zur Auswertung der Langzeitmessungen	181
9.2	Simulinkmodelle	184
9.3	Schaltungsvarianten Brennstoffzellenhybride	186
9.4	Verzeichnisse	189
9.4.1	Literaturverzeichnis	189
9.4.2	Abkürzungen, Formelzeichen und Indices.....	208
9.4.2.1	<i>Abkürzungen</i>	208
9.4.2.2	<i>Formelzeichen</i>	209
9.4.2.3	<i>Indizes</i>	212
9.4.3	Tabellenverzeichnis	213
9.4.4	Abbildungsverzeichnis	215
9.5	Danksagung	219
9.6	Lebenslauf.....	220

1 Einleitung

1.1 Motivation

Sehr große Energiereserven sind heute in immer mehr Bereichen des alltäglichen Lebens von Bedeutung. Dies gilt insbesondere für Konsumerelektronik, wie z. B. für Handys oder Laptops. Um den täglichen Informationsfluss bewältigen zu können, ist es entscheidend mit dem jeweiligen Gerät immer und überall erreichbar zu sein. Auch im Freizeitbereich, wie z. B. dem Camping, geht heutzutage der Trend dahin den immer größer werdenden Energiebedarf, der sich aus dem höheren Komfortbedarf der Nutzer ergibt, auch in abgelegenen Gegenden der Welt zu decken. Aktuell verfügbare Geräte sind größtenteils mit einer wiederaufladbaren Batterie ausgestattet. Der Nachteil ist, dass eine leere Batterie über längere Zeit aufgeladen werden muss. Außerdem erfordert dieser Ladevorgang den Zugang zu einer Steckdose. Dies gilt auch für Elektrofahrzeuge, die der leichten Traktion zuzuordnen sind. Nachteilig ist zudem, dass die Reichweite des Fahrzeugs durch den Energieinhalt der Batterie beschränkt wird.

Die Abhängigkeit von einer Steckdose lässt sich durch den Einsatz der Brennstoffzelle, vor allem der Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC), beseitigen. Der Brennstoff wird in Form von flüssigem Methanol zugeführt und in der Brennstoffzelle direkt in elektrische Energie umgewandelt. Vorteile sind die hohe Energiedichte des Methanols und die vergleichsweise einfache Speicherung des in flüssiger Form vorliegenden Brennstoffes. Außerdem kann ein leerer Tank sehr schnell und einfach wieder aufgefüllt oder im Fall einer Patrone sehr schnell gewechselt werden. Somit wird vor allem bei den oben genannten Anwendungsbereichen den Geräten die benötigte Energie unabhängig von einem elektrischen Netzzugang zur Verfügung gestellt. Der Tankvorgang ist im Vergleich zum Laden der Batterie schneller, wodurch ein nahezu unterbrechungsfreier Betrieb realisierbar ist. Beim Anwendungsbereich der leichten Traktion folgt aus der hohen Energiedichte des Methanols im Vergleich zum reinen Batteriefahrzeug eine höhere Reichweite.

Daher wird daran geforscht Handys, Laptops und auch kleine Elektrofahrzeuge mit Brennstoffzellen-Systemen auszustatten, die die Originalbatterie ersetzen sollen. Als einer der ersten und bisher einer der wenigen Hersteller verkauft die Firma Smart Fuel Cells seit mehreren Jahren ihre EFOY-Brennstoffzellen-Systeme [1], die in einem Wohnmobil die leere Bleibatterie über ein DMFC-System nachladen.

Die Direktmethanol-Brennstoffzelle muss allerdings immer in Konkurrenz zur Wasserstoffbrennstoffzelle gesehen werden, da die DMFC einen geringeren Wirkungsgrad und eine kleinere Leistungsdichte hat. Beim Einsatz der DMFC in portablen Anwendungen und im Bereich der leichten Traktion überwiegen allerdings die oben genannten Vorteile.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit einem Horizontalkommissionierer aus der Klasse der Flurförderfahrzeuge. Dieses Beispiel ist dem Anwendungsbereich der leichten Traktion zuzuordnen. Eine Marktstudie aus [2] ergab, dass der Einsatz eines DMFC-Systems in der kW-Klasse die besten Chancen auf eine kommerzielle Realisierung in der betrachteten

Anwendung hat. Gerade im Material Handling, in dem weltweit bis zu 600.000 batteriebetriebene Fahrzeuge pro Jahr verkauft werden [3], ist es vorteilhaft die Originalbatterie durch ein Brennstoffzellen-System zu ersetzen. Bei Flurförderfahrzeugen lassen sich elektrisch angetriebene und durch einen Verbrennungsmotor angetriebene Fahrzeuge unterscheiden. Die Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor haben eine größere Reichweite, können aber aufgrund der entstehenden Abgase nur in Außenbereichen genutzt werden. Für den Inneneinsatz kommen nur die elektrisch betriebenen Fahrzeuge in Frage, die aber eine geringere Reichweite aufweisen. Fahrzeuge mit einem Brennstoffzellen-System kombinieren eine hohe Reichweite und geringe Emissionen miteinander. Weitere Vorteile folgen aus dem Einsatzfall eines Drei-Schichtbetriebes in Großlagern. Pro Batteriefahrzeug werden neben der Infrastruktur zum Laden der Batterien bis zu drei Batteriesätze pro Tag benötigt [3], die sich im Wechsel im Fahrzeug und in der Ladestation befinden. Im Brennstoffzellen-System muss hingegen die Batterie nicht aufgeladen werden. Der Betreiber eines Großlagers kann damit die gesamte Infrastruktur zum Laden der Batterien und das Personal zum Betrieb dieser Anlage einsparen. Die Reichweite, die im Normalfall bei den Batterien etwa nur eine Schicht beträgt und sich über den Tankinhalt definiert, ist deutlich größer. Außerdem wird durch das Nachtanken, das nur wenige Minuten in Anspruch nimmt, der Arbeitsbetrieb nicht so lange unterbrochen wie beim Austausch der leeren Batterie an der Ladestation. Daher ist die Direktmethanol-Brennstoffzelle unter den oben genannten Randbedingungen eine für die Zukunft interessante Option für den Einsatz in diesen Fahrzeugen.

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Aufgrund der genannten Vorteile soll ein Brennstoffzellen-System für eine leichte Traktionsanwendung entwickelt werden. Die daraus folgende Zielsetzung und Gliederung der Arbeit werden im Folgenden genauer erläutert.

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der systemtechnischen Entwicklung und Charakterisierung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems. Ziel ist es, für die betrachtete mobile Anwendung sowohl ein Hybridisierungs- als auch ein Regelungskonzept zu entwickeln. Diese Konzeptentwicklung erfolgt zuerst allgemein für mobile Brennstoffzellenanwendungen und anschließend angewandt auf den hier untersuchten Fall. Dazu muss die Anwendung charakterisiert werden, um daraus Eigenschaften abzuleiten, die für die Konzeptentwicklung als Randbedingungen herangezogen werden können. Zusätzlich können weitere Anforderungen, wie z. B. der beschränkte Bauraum, der für das Gesamtsystem zur Verfügung steht, abgeleitet werden. Außerdem muss das DMFC-Hybridsystem dieselbe Leistungsfähigkeit haben wie die Originaltraktionsbatterie. Aus dieser definierten Zielsetzung folgt die Gliederung der Arbeit, die schematisch in Abbildung 1.1 dargestellt ist.

Kapitel 2 enthält die Grundlagen, die für den weiteren Verlauf der Arbeit wichtig sind. Nach der Definition des Hybridbegriffes folgen die Grundlagen zur Hybridisierung im Allgemeinen und zu Brennstoffzellenhybriden im Speziellen. Ausgehend davon werden die Komponenten eines Brennstoffzellenhybrides vorgestellt. Nach den Grundlagen zur DMFC und zu verschiedenen Energiespeichern werden Kopplungsverfahren von Brennstoffzelle und Energiespeicher in einem Hybrid aufgezeigt. Der letzte Grundlagenteil bezieht sich auf die

Regelung. In diesem Kapitel ist jeweils eine Literatur- und Technikübersicht zu Energiespeichern, Batteriemanagementsystemen und Hybridisierungskonzepten enthalten.

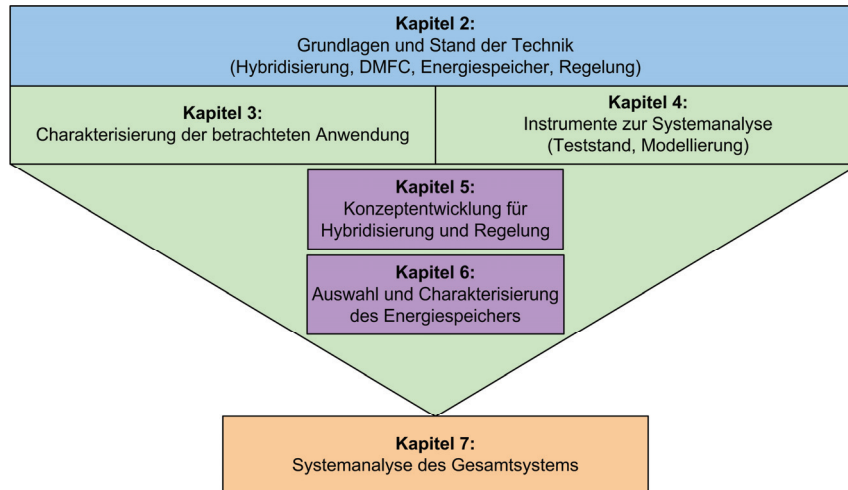


Abbildung 1.1: Gliederung der Arbeit

Anschließend beschreibt Kapitel 3 die Charakterisierung der betrachteten Anwendung, die eine Basis für die Konzeptentwicklung darstellt. Dazu werden unterschiedliche Fahrzyklen untersucht, die zum einen in Normen definiert sind, und sich zum anderen auch aus Langzeitmessungen bei einem charakteristischen Anwender ermitteln lassen. Anhand der Analyse dieser Fahrzyklen werden die charakteristischen Eigenschaften dieser Anwendung herausgearbeitet und daraus ein neuer charakteristischer Fahrzyklus hergeleitet, der als Grundlage für die folgende Arbeit dient.

Zur Konzeptentwicklung für Hybridisierung und Regelung werden neben den ermittelten charakteristischen Eigenschaften der Anwendung auch die in Kapitel 4 vorgestellten Instrumente zur Systemanalyse benötigt. Dies sind zum einen ein Teststand und zum anderen die Modellierung. Der Teststand stellt eine realistische Nachbildung des betrachteten Gesamtsystems dar. Unterstützend dazu wird die Modellierung verwendet, die anhand einer modellhaften Beschreibung des Gesamtsystems Untersuchungen durch Simulationen ermöglicht. Für den Teststand werden zuerst die Anforderungen definiert und daraus die Realisierung abgeleitet. Nach der Beschreibung des Gesamtsystemmodells und den verschiedenen Arten der Modellierung werden die einzelnen Modelle für die DMFC, den DC/DC-Wandler, den Energiespeicher und das Fahrprofil hergeleitet. Zu jedem Submodell wird zunächst eine Übersicht über die Modellierungsansätze gegeben, die in der Literatur zu finden sind.

Die Instrumente zur Systemanalyse bilden zusammen mit den Ergebnissen der Charakterisierung die Grundlage für die Konzeptentwicklung in Kapitel 5 und die Auswahl und Charakterisierung des Energiespeichers in Kapitel 6.

Kapitel 5 widmet sich der Entwicklung von Grundkonzepten für Hybridisierung und Regelung. Bei der Hybridisierung werden zuerst mögliche Schaltungsvarianten vorgestellt, aus denen durch Vorüberlegungen favorisierte Schaltungsvarianten hervorgehen. Die Konzeptentwicklung zur Regelung entwickelt ausgehend von einem Basisansatz verschiedene Variationen. Die Grundkonzepte für Regelung und Hybridisierung werden anschließend mit den Systemanalyseinstrumenten unter Einbeziehung der Charakterisierungsergebnisse untersucht. Ergebnis dieser Systemanalyse ist ein Hybridisierungs- und Regelungskonzept, das als Basis für das weitere Vorgehen in den folgenden Kapiteln dient. Für dieses Hybridisierungskonzept werden im weiteren Verlauf die einzelnen Komponenten wie DMFC, Energiespeicher und DC/DC-Wandler ausgelegt. Grundlage für die Auslegung der DMFC und des Energiespeichers sind die Charakterisierungsergebnisse, um daraus mithilfe der Systemanalyse Auslegungsparameter zu ermitteln.

Ausgehend von diesen Auslegungsrechnungen beschreibt Kapitel 6 die Auswahl und Charakterisierung eines geeigneten Energiespeichers. Grundlage hierfür sind Untersuchungen einer Bleibatterie am Teststand. Auf der Basis dieser Ergebnisse werden alternative Energiespeichertechnologien bewertet, um anschließend Testsysteme analog zur Bleibatterie zu charakterisieren. Ziel dieses Kapitels ist es, einen auf das gewählte Hybridisierungskonzept angepassten Energiespeicher auszuwählen.

Nach Konzeptentwicklung, Auslegung und Auswahl eines Energiespeichers wird das entwickelte Gesamtsystem in Kapitel 7 bezüglich des Gesamtsystemverhaltens analysiert. Die Systemanalyse erfolgt sowohl mit Messungen am Teststand als auch durch Simulationen.

Abgeschlossen wird diese Arbeit in Kapitel 8 mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

2 Grundlagen und Stand der Technik

2.1 Hybridisierung

2.1.1 Der Begriff Hybrid

Nach [4, S. 355] hat der Begriff Hybrid einen lateinischen Ursprung. Das lateinische Wort *hibrida* heißt übersetzt *Mischling*. Daraus ergibt sich die Bedeutung des Wortes hybrid nach [5, S. 404] zu:

- gemischt
- von zweierlei Herkunft
- aus Verschiedenem zusammengesetzt
- durch Kreuzung, Mischung entstanden

Der Begriff Hybrid wird heutzutage nach Tabelle 2.1 in vielen verschiedenen Bereichen verwendet.

Tabelle 2.1: Verwendung des Begriffs Hybrid [6] [7]

Bereich	Bedeutung
Architektur	Mischung von verschiedenen Formen
Automatisierungstechnik	Systeme, die sowohl kontinuierliche als auch diskrete Zustände besitzen
Bauwesen	Verbundwerkstoffe werden als Hybrid bezeichnet (z. B. Stahlbeton = Verbundwerkstoff aus Stahl und Beton)
Biologie	Individuum, das aus Kreuzung hervorgegangen ist und dessen Eltern sich in mehreren erblichen Merkmalen unterscheiden
Chemie	Linearkombinationen von Orbitalen werden als Hybrid-Orbitale bezeichnet
Computertechnik	Hybridfestplatte (Hybrid Harddisk, HHD) kombiniert eine herkömmliche Festplatte mit einem Flashspeicher
Kartografie	Hybrid-Darstellung ist eine Ansicht, in der Straßen- und Ortsnamen in ein Luftbild eingezeichnet sind
Software	Hybridsoftware kann auf verschiedenen Betriebssystemen laufen und die Daten sind auf derselben CD/DVD gespeichert
Sprachwissenschaft	Fremdwörter, die aus verschiedenen Sprachen zusammengesetzt sind

Nachfolgend bezieht sich der Begriff Hybrid auf den Bereich der Antriebstechnik. Nach [8], [9], [10] und [11] ist ein Hybridantrieb dadurch gekennzeichnet, dass in seinem Antriebsstrang mehrere, aber mindestens zwei unterschiedliche Energiespeicher und Energiewandler kombiniert sind. In diesem Fall werden die Energiewandler mit unterschiedlichen Energiearten betrieben.

In einem Hybridantriebsstrang, der aus zwei Energiespeichern bzw. Energiewandlern aufgebaut ist, befinden sich eine Leistungs- und eine Energiequelle, die sich durch unterschiedliche Aufgaben auszeichnen: [12] [13]

- Quelle 1: Leistungsquelle → Hochleistung (z. B. Beschleunigung)
- Quelle 2: Energiequelle → Niedrigleistung (z. B. Langstreckenfahrten)

2.1.2 Hybridisierungsarten

Hybridantriebe unterscheiden sich nach den zwei Hauptklassen serieller Hybrid und paralleler Hybrid [14]. Daneben kommt der Misch-Hybrid vor, der eine Kombination aus den beiden Hauptklassen darstellt. Die Hauptunterscheidungsmerkmale zwischen einem seriellen und einem parallelen Hybrid werden in diesem Kapitel anhand eines PKW-Hybridantriebes herausgearbeitet. Die Unterschiede zwischen diesen beiden Konzepten sind Tabelle 2.2 zu entnehmen.

Tabelle 2.2: Unterschiede zwischen seriellen und parallelen Hybriden

	Serieller Hybrid	Paralleler Hybrid
Art der Kopplung	elektrischer Knoten [15]	mechanischer Knoten [15]
Art der Traktion	Traktion über Elektromotor [9]	Traktion über Elektromotor und/oder Verbrennungsmotor
Wirkung auf Antriebsachse	Antriebssysteme wirken verkettet auf die Antriebsachse [10]	Antriebssysteme wirken gleichzeitig auf Antriebsachse [10]
Notwendigkeit Energiespeicher	Energiespeicher optional [16]	Energiespeicher zwingend notwendig [16]

Zur Verdeutlichung dieser Unterschiede ist in Abbildung 2.1 ein Antriebsstrang für einen seriellen und parallelen Hybridantrieb dargestellt. Energiewandler sind der Verbrennungsmotor und der Elektromotor. Als Energiespeicher werden der Tank und die Batterie verwendet. Nach Tabelle 2.2 erfolgt die Kopplung beim seriellen Hybrid über einen elektrischen und beim parallelen Hybrid über einen mechanischen Knoten. Beim seriellen Hybrid wandelt der Generator die mechanische Energie des Verbrennungsmotors in elektrische Energie um. Diese elektrische Energie kann direkt vom Elektromotor genutzt werden oder wird in der Batterie zwischengespeichert. Dagegen wirken beim parallelen Hybrid sowohl der Verbrennungsmotor als auch der Elektromotor rein mechanisch über ein Getriebe auf die Antriebsachse. Folgende drei mechanische Kopplungsarten kommen beim parallelen Hybrid vor: [17]

- Drehzahladdition:
Das Drehmomentverhältnis ist durch die Übersetzung eines Planetengetriebes vorgegeben. Die Drehzahlen können unabhängig voneinander gewählt werden.
- Zugkraftaddition:
Hierbei handelt es sich um eine Leistungsaddition. Verbrennungsmotor und Elektromotor wirken bei der Zugkraftaddition auf unterschiedliche Antriebsachsen.
- Drehmomentaddition:
Die Drehzahlen stehen hier in einem festen Verhältnis zueinander. Drehmomente können dagegen frei gewählt und über ein Stirnradgetriebe addiert werden.

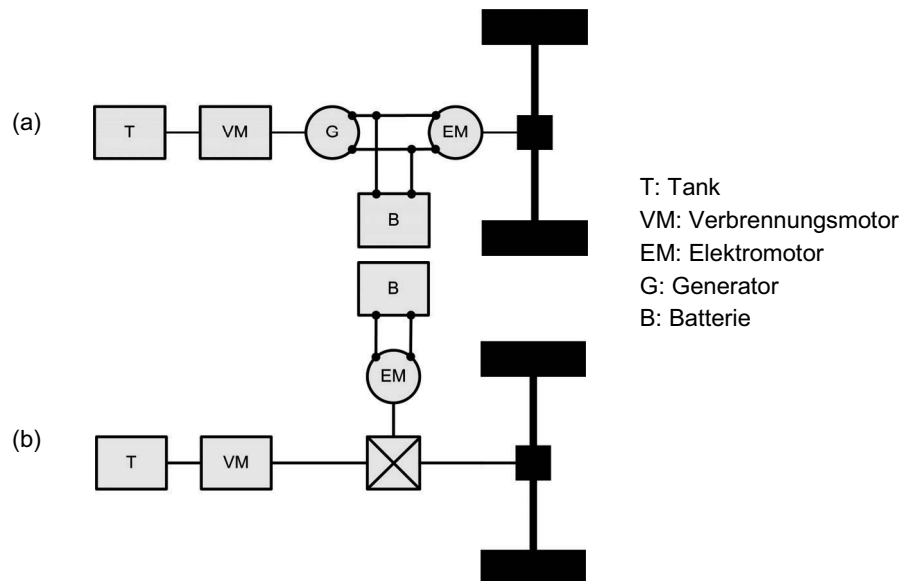


Abbildung 2.1: Serieller (a) und paralleler (b) Hybridantrieb (nach [10])

Wie bereits beschrieben stellt der Misch-Hybrid eine Kombination aus einem seriellen und einem parallelen Hybrid dar. Nach [18] kann beim Misch-Hybrid der Verbrennungsmotor analog zum parallelen Hybrid direkt auf das Getriebe zugreifen oder analog zum seriellen Hybrid den Generator zur Erzeugung elektrischer Energie antreiben.

2.1.3 Brennstoffzellenhybrid

In dieser Arbeit geht es um die Entwicklung eines Hybridisierungskonzeptes für eine Direktmethanol-Brennstoffzelle. Daher wird der Brennstoffzellenhybrid als eine Sonderform der oben aufgeführten Hybridisierungsarten betrachtet. Nach [19] handelt es sich beim Brennstoffzellenhybrid um ein elektrisch angetriebenes Fahrzeug, in dem zusätzlich zur Brennstoffzelle mindestens ein Energiespeicher für den Antrieb zum Einsatz kommt. Folgende Gründe sprechen dafür, in einem Brennstoffzellenhybrid die Brennstoffzelle mit einem Energiespeicher zu hybridisieren:

- begrenzte Dynamik der Brennstoffzelle [20]
- mögliche und u. U. notwendige Speicherung von Bremsenergie [21]
- Größe der Brennstoffzelle kann reduziert werden → Kostenreduktion [22]
- Start des Brennstoffzellen-Systems [23]
- Versorgung der Brennstoffzellenperipherie in der Startphase [23]

Nach Kapitel 2.1.1 folgt für einen Brennstoffzellenhybrid:

- Die Leistungsquelle ist hier der Energiespeicher.
- Die Energiequelle ist hier die Brennstoffzelle.

Beim Brennstoffzellenhybrid kommen nach [24] ebenfalls serielle und parallele Varianten vor. Die jeweilige Anordnung ergibt sich, wenn in Abbildung 2.1 (a) die Einheit Verbrennungsmotor und Generator durch eine Brennstoffzelle und in Abbildung 2.1 (b) der

Verbrennungsmotor durch eine Brennstoffzelle mit zusätzlichem Elektromotor ersetzt wird. Der Tank bleibt unverändert, da eine Brennstoffzelle ebenfalls einen Energiespeicher zur Speicherung des Brennstoffes benötigt. Damit folgen der serielle und der parallele Brennstoffzellenhybrid in Abbildung 2.2.

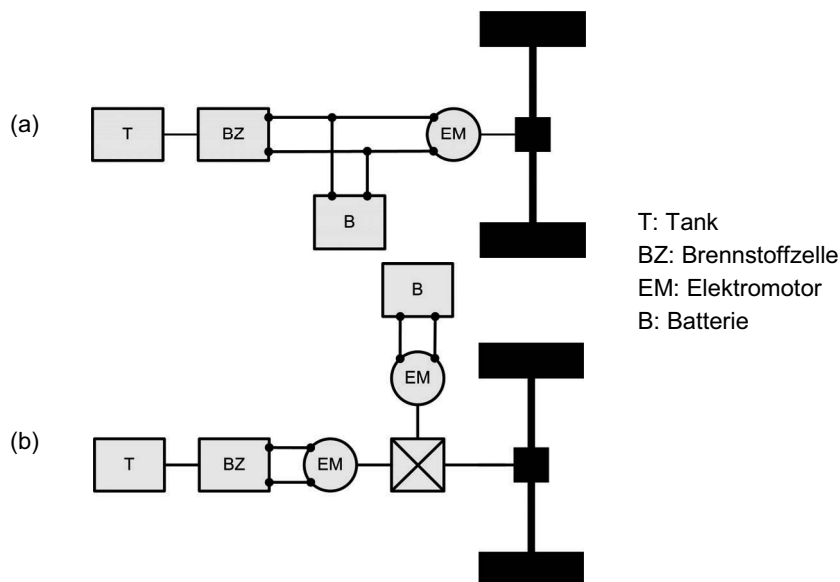


Abbildung 2.2: Serieller (a) und paralleler (b) Brennstoffzellenhybrid

Neben den seriellen und parallelen Brennstoffzellenhybriden gibt es weitere Gruppen. In [25] sind dies der Energie- und der Leistungshybrid. Der Energiehybrid ist dadurch gekennzeichnet, dass die Nennleistungen von Brennstoffzelle und Energiespeicher ungefähr gleich sind. Die installierte Nennleistung der Brennstoffzelle ist dagegen beim Leistungshybrid größer. Nach [26] existieren außerdem eine Booster-Variante und eine Batterie-Lader-Variante. Der Booster zeichnet sich dadurch aus, dass die Brennstoffzellenleistung deutlich größer ist als die Leistung des Energiespeichers. Der Energiespeicher hat in dieser Variante die Aufgabe die Leistungsspitzen abzudecken. Beim Batterie-Lader verhält es sich genau umgekehrt und der Energiespeicher hat hier die deutlich höhere Leistung. Die Brennstoffzelle liefert hier die Grundlast und muss zusätzlich den Energiespeicher auf einem bestimmten Ladezustand halten. Weitere Varianten sind nach [24] der Range-Extender und der Kleinspeicher-Hybrid. Der Range-Extender zeichnet sich durch eine Brennstoffzelle mit geringer Leistung und einem Energiespeicher mit hohem Energieinhalt aus. Beim Kleinspeicher-Hybrid handelt es sich um ein System mit hoher Brennstoffzellenleistung aber geringer Energiedichte des Energiespeichers.

Die wichtigsten Vor- und Nachteile eines Brennstoffzellenhybrides sind in Tabelle 2.3 zusammengefasst. Diese folgen aus einem Vergleich eines Brennstoffzellenhybrides mit einem reinen Brennstoffzellenfahrzeug und einem reinen Batteriefahrzeug.

Tabelle 2.3: Vor- und Nachteile eines Brennstoffzellenhybrides

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • schneller Start-up mittels der Batterie [22] • Rückgewinnung von Bremsenergie → höherer Gesamtsystemwirkungsgrad [27] • kleinere Brennstoffzelle [28] • kein langsames Laden, sondern schnelles Nachtanken [29] • zusätzliche Energiewandler/-speicher → zusätzliche Freiheitsgrade in der Energiebereitstellung [30] • verbesserte Dynamik [31] 	<ul style="list-style-type: none"> • komplexes System [22] • im Vergleich zum Brennstoffzellenfahrzeug zusätzliche Kosten durch die Batterie [22] • großer Platzbedarf des Systems [20] • im Vergleich zum Batteriefahrzeug zusätzliche Kosten durch Brennstoffzelle [29] • komplexes Regelungssystem [22]

2.1.4 Hybridisierungsgrad

Um verschiedene Fahrzeuge miteinander vergleichen zu können, wird eine Kennzahl benötigt, die für den betrachteten Brennstoffzellenhybrid charakteristisch ist. In der Literatur ist der Begriff Hybridisierungsgrad (HG) in mehreren Quellen wie folgt definiert:

- Definition 1: [22]

$$HG_1 = \frac{P_{\text{Fahrzeug,max}} - P_{\text{BZ,max}}}{P_{\text{Fahrzeug,max}}} \quad (2.1)$$

- Definition 2: [28]

$$HG_2 = \frac{P_{\text{BZ,max}}}{P_{\text{Fahrzeug,max}}} \quad (2.2)$$

- Definition 3: [32]

$$HG_3 = \frac{P_{\text{BZ,max}}}{P_{\text{BZ,max}} + P_{\text{ESP,max}}} \quad (2.3)$$

- Definition 4: [33]

$$HG_4 = \frac{P_{\text{ESP,max}}}{P_{\text{BZ,max}} + P_{\text{ESP,max}}} \quad (2.4)$$

Bei allen Definitionen wird die maximale Leistung der Brennstoffzelle $P_{\text{BZ,max}}$ berücksichtigt. In den Definitionen 1 und 2 wird zusätzlich dazu die maximale Traktionsleistung des Fahrzeuges $P_{\text{Fahrzeug,max}}$ zur Berechnung benötigt. Definitionen 3 und 4 verwenden die maximale Leistung des Energiespeichers $P_{\text{ESP,max}}$. Definition 1 und 2 bzw. 3 und 4 ergeben jeweils in der Summe 1.

Unter der Annahme, dass $P_{\text{Fahrzeug,max}} = P_{\text{BZ,max}} + P_{\text{ESP,max}}$ ist, entsprechen sich die Definitionen 1 und 4 bzw. 2 und 3. Im nachfolgenden Beispiel ist diese Annahme nicht erfüllt. In der Summe können die Brennstoffzelle und der Energiespeicher mehr Leistung liefern als für den Antrieb des Fahrzeugs benötigt wird. Beispielwerte für das Fahrzeug VW Bora HyMotion sind nach [28] in Tabelle 2.4 zusammengestellt.

Tabelle 2.4: Traktions-, Brennstoffzellen- und Energiespeicherleistung

$P_{\text{Fahrzeug,max}}$	$P_{\text{BZ,max}}$	$P_{\text{ESP,max}}$
75 kW	75 kW	30 kW

In Tabelle 2.4 ist zu sehen, dass die Leistung der Brennstoffzelle für den Antrieb des Fahrzeugs ausreichend ist. Mit dieser Annahme definiert sich ein reines Brennstoffzellenfahrzeug, bei dem $P_{\text{ESP,max}}=0$ gilt. Für das beschriebene Hybrid-Fahrzeug und das neu definierte Brennstoffzellenfahrzeug sind die berechneten Hybridisierungsgrade in Tabelle 2.5 aufgeführt.

Tabelle 2.5: Hybridisierungsgrade für Brennstoffzellenfahrzeug und Hybrid-Fahrzeug

	Brennstoffzellen- fahrzeug	Hybrid-Fahrzeug
HG ₁	0	0
HG ₂	1	1
HG ₃	1	0,71
HG ₄	0	0,29

Hierbei fällt auf, dass es bei den Definitionen 1 und 2 keinen Unterschied macht, ob ein Brennstoffzellenfahrzeug oder ein Hybrid-Fahrzeug betrachtet wird. In beiden Definitionen ist die installierte Leistung des Energiespeichers nicht berücksichtigt. Fahrzeuge mit identischer Brennstoffzellenleistung, aber unterschiedlicher Leistung des Energiespeichers können daher nicht verglichen werden. Der Einfluss der Leistung des Energiespeichers wird dagegen anhand der Definitionen 3 und 4 deutlich. Der einzige Unterschied besteht darin, dass Definition 3 den Anteil der Brennstoffzellenleistung an der gesamten installierten Leistung berechnet. Definition 4 bezieht dagegen die Leistung des Energiespeichers auf die gesamte installierte Leistung. Wird ein reines Brennstoffzellenfahrzeug schrittweise mit immer größeren Energiespeichern hybridisiert und damit die Brennstoffzellenleistung reduziert, kann dieser Sachverhalt am besten anhand Definition 4 erfasst werden. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit gilt Definition 4 für den Hybridisierungsgrad. Das reine Brennstoffzellenfahrzeug hat nach dieser Definition den Hybridisierungsgrad 0. Für eine Brennstoffzellenleistung $P_{\text{BZ,max}} \neq 0$ nähert sich der Hybridisierungsgrad für eine große Energiespeicherleistung $E_{\text{ESP,max}}$ dem Wert 1. Für den Fall $P_{\text{BZ,max}}=0$ und $P_{\text{ESP,max}} \neq 0$, der einem reinen Batterie-Fahrzeug entspricht, ist nach Gleichung (2.4) der Hybridisierungsgrad 1. Da hier nur ein Energiewandler/-speicher im Fahrzeug vorkommt, kann nicht von einem Hybrid gesprochen werden. Für das weitere Vorgehen wird deshalb die gewählte Definition nur für den Fall $P_{\text{BZ,max}} \neq 0$ und $P_{\text{ESP,max}} \neq 0$ angewendet.

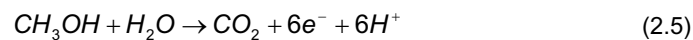
2.2 DMFC

In dieser Arbeit werden Brennstoffzellenhybride untersucht, die als Brennstoffzelle eine Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC) enthalten. In diesem Kapitel werden die wichtigsten Grundlagen der DMFC erläutert, die zum Verständnis dieser Arbeit wichtig sind. Eine ausführliche Beschreibung der DMFC sowie weitere Brennstoffzellentypen sind in [34] und [35] zu finden.

2.2.1 Funktionsweise der DMFC

Bei der Direktmethanol-Brennstoffzelle handelt es sich um eine speziell optimierte Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (PEFC). Im Gegensatz zu anderen Brennstoffzellen-Systemen, bei denen Methanol in einem Reformierungsprozess extern in Wasserstoff umgewandelt wird, wird der Brennstoff hier direkt in Form von flüssigem Methanol zugeführt.

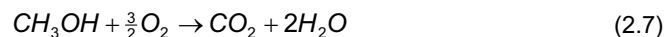
Die Gesamtreaktion einer DMFC teilt sich in eine Reaktion auf der Anodenseite und auf der Kathodenseite auf. An der Anode reagiert eine Methanol-Wasser-Lösung wie folgt:



Über eine externe Last gelangen die Elektronen von der Anode zur Kathode. Die Protonen bewegen sich durch den Elektrolyten zur Kathodenseite. Das bei der Reaktion entstehende CO_2 verlässt die Brennstoffzelle zusammen mit dem unverbrauchten Methanol und Wasser. Elektronen und Protonen reagieren an der Kathode mit Sauerstoff folgendermaßen:



Aus den beiden Reaktionen (2.5) und (2.6) folgt die Gesamtreaktion:



2.2.2 U-I-Kennlinie und Wirkungsgrade

Die Grundlagen in diesem Kapitel gelten allgemein für Brennstoffzellen und auch für die DMFC als Spezialfall. Eine ausführliche Beschreibung zeigen [34] und [35].

Ließe sich die gesamte Reaktionsenthalpie der Reaktion in Gleichung (2.7) in elektrische Energie umwandeln, würde an den Klemmen der Brennstoffzelle folgende Spannung anliegen: [36]

$$U_H = \frac{-\Delta H}{z \cdot F} \quad (2.8)$$

mit

- ΔH : Reaktionsenthalpie [kJ/mol] (DMFC: -726,6 kJ/mol) [36]
- z : Anzahl der Elektronen bei der Redoxreaktion [-] (DMFC: 6)
- F : Faraday-Konstante [As/mol]

Die Spannung U_H wird auch als Heizwertspannung bezeichnet. Bei einer DMFC beträgt dieser Wert 1,255 V [36]. Diese Spannung kann von einer ideal arbeitenden Brennstoffzelle nicht erreicht werden, da aufgrund von Entropieverlusten nur die freie Enthalpie ΔG genutzt werden kann. Daraus folgt die Definition der reversiblen Zellspannung: [36]

$$U_0 = \frac{-\Delta G}{z \cdot F} \quad (2.9)$$

mit ΔG : freie Enthalpie [kJ/mol] (DMFC: -702,5 kJ/mol) [36]

U_0 stellt die maximal erreichbare Spannung unter Standardbedingungen dar. Bei der DMFC ist dieses Standardpotential 1,213 V [36].

Bei Abweichung von den Standardbedingungen gilt die Nernstspannung, die sich folgendermaßen berechnen lässt: [36]

$$U_{00} = U_0 - \frac{R \cdot T_{BZ}}{z \cdot F} \cdot \sum_i \nu_i \cdot \ln a_i \quad (2.10)$$

mit

- R : Gaskonstante [J/mol·K]
- T_{BZ} : Brennstoffzellentemperatur [K]
- ν_i : Stöchiometriefaktoren [-]
- a_i : Aktivität [-]

Die Nernstspannung U_{00} beschreibt die Leerlaufspannung einer unbelasteten Brennstoffzelle. Unter Belastung treten verschiedene Verlustmechanismen auf, die die Leerlaufspannung reduzieren und zu einer messbaren Zellspannung U_{BZ} führen. Diese Verluste werden als Überspannungen η bezeichnet. Es lassen sich nach [36] folgende Arten unterscheiden:

- Aktivierungsüberspannung:
Die Aktivierungsüberspannung η_{Akt} wird auch als Durchtrittsüberspannung bezeichnet und tritt hauptsächlich bei kleinen Stromdichten auf. Sie hat ihre Ursache in der endlichen Geschwindigkeit des Ladungsdurchtritts durch die Phasengrenze Elektroden-/Ionenleiter.
- Ohmsche Überspannung:
Die ohmsche Überspannung η_{Ohm} tritt überwiegend bei mittleren Stromdichten auf und hat ihre Ursache in den Spannungsverlusten an Widerständen beim Ladungstransport.
- Konzentrationsüberspannung:
Die Konzentrationsüberspannung η_{Konz} wird auch Diffusionsüberspannung genannt und lässt sich besonders bei großen Stromdichten finden. Diese Überspannung resultiert aus einem zu langsamen Stofftransport zur oder weg von der Elektrodenoberfläche.

Damit folgt für die Spannung einer Brennstoffzelle unter Belastung:

$$U_{BZ} = U_{00} - \eta_{Akt} - \eta_{Ohm} - \eta_{Konz} \quad (2.11)$$

Auf die mathematische Beschreibung der einzelnen Überspannungen wird in Kapitel 4.3.4.1 bei der Modellierung der DMFC genauer eingegangen. Der Spannungsverlauf in Abhängigkeit vom Strom ist in Abbildung 2.3 dargestellt. Zu sehen sind in dieser Abbildung neben der Brennstoffzellenspannung unter Belastung auch die einzelnen Anteile der Überspannungen an der Gesamtspannung.

Die Verluste einer Brennstoffzelle lassen sich mithilfe von verschiedenen Wirkungsgraden ausdrücken. Die Abweichung der reversiblen Zellspannung U_0 von der Heizwertspannung U_H wird durch den thermodynamischen Wirkungsgrad erfasst: [36]

$$\eta_{th} = \frac{U_0}{U_H} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad (2.12)$$

Mit den oben angegebenen Werten berechnet sich der thermodynamische Wirkungsgrad einer DMFC zu 96,7 % [36]. Dieser Wert gilt für den Fall, dass das entstehende Wasser flüssig vorliegt.

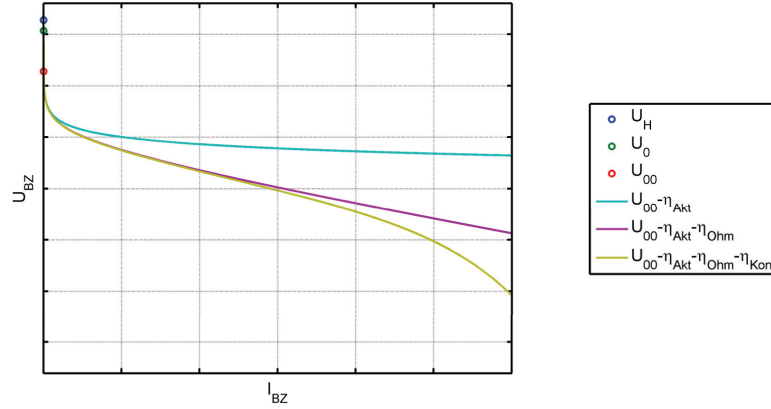


Abbildung 2.3: U-I-Kennlinie einer Brennstoffzelle

Die Abweichung der gemessenen Zellspannung U_{BZ} von der reversiblen Zellspannung U_0 wird über den Spannungswirkungsgrad beschrieben: [36]

$$\eta_U = \frac{U_{BZ}}{U_0} \quad (2.13)$$

Eine Besonderheit beim Betrieb der DMFC ist, dass durch die Polymermembran zwischen Anode und Kathode Methanol von der Anodenseite auf die Kathodenseite gelangt. Dieser Methanoldurchtritt wird als Methanolpermeation bezeichnet. An der Kathode oxidiert der Luftsauerstoff das permeierte Methanol, wodurch sich ein Mischpotential ausbildet. Dies kann als Spannungsverlust gemessen werden. Der auftretende Methanolverlust ist wie folgt im Nutzungsgrad erfasst: [36]

$$u = \frac{\dot{m}_{MeOH}^{Reaktion}}{\dot{m}_{MeOH}^{gesamt}} \quad (2.14)$$

mit

- $\dot{m}_{MeOH}^{Reaktion}$: Methanolmassenstrom, der in der Anodenreaktion verbraucht wird [kg/s]
- \dot{m}_{MeOH}^{gesamt} : gesamter zugeführter Methanolmassenstrom bestehend aus Reaktionsmassenstrom und Permeationsmassenstrom [kg/s]

Aus den Gleichungen (2.12), (2.13) und (2.14) folgt für den gesamten Brennstoffzellenwirkungsgrad:

$$\eta_{BZ} = u \cdot \eta_{th} \cdot \eta_U \quad (2.15)$$

Mit dem Faraday-Gesetz vereinfacht sich dieser Ausdruck wie folgt:

$$\eta_{BZ} = \frac{U_{BZ} \cdot I_{BZ} \cdot M_{MeOH}}{\dot{m}_{MeOH}^{gesamt} \cdot \Delta H} = \frac{P_{BZ} \cdot M_{MeOH}}{\dot{m}_{MeOH}^{gesamt} \cdot \Delta H} \quad (2.16)$$

mit

- U_{BZ} : Brennstoffzellenspannung [V]
- I_{BZ} : Brennstoffzellenstrom [A]
- P_{BZ} : Brennstoffzellenleistung [W]
- M_{MeOH} : molare Masse Methanol [g/mol]

2.2.3 DMFC-Systemtechnik

Für einen DMFC-Betrieb nach Kapitel 2.2.1 werden Peripheriekomponenten benötigt. Aus den Gleichungen (2.5) und (2.6) wird deutlich, dass für den Betrieb einer DMFC ein kontinuierlicher Strom von Methanol (MeOH), Wasser und Sauerstoff aus der Luft erforderlich ist. Ein vereinfachtes Verfahrensbild einer DMFC ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Die hier beschriebene Verfahrenstechnik der DMFC entspricht dem Stand der Technik, der am Institut für Energieforschung - Brennstoffzellen (IEF-3) der Forschungszentrum Jülich GmbH in den bisher aufgebauten Systemen eingesetzt wurde [37] [38]. Für das DMFC-Hybridssystem in dieser Arbeit wird ebenfalls dieser verfahrenstechnische Aufbau eingesetzt.

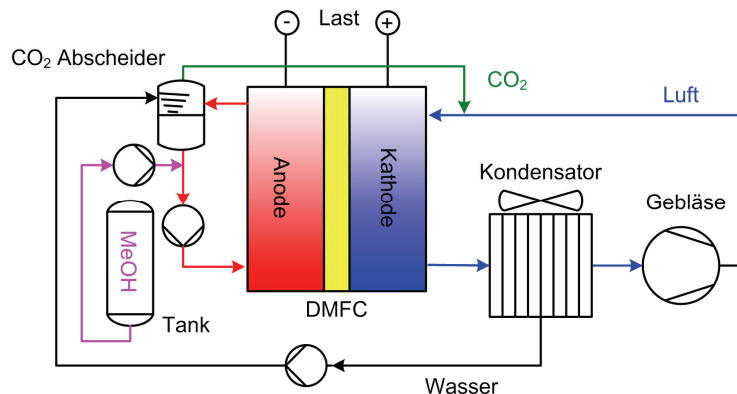


Abbildung 2.4: Verfahrenstechnischer Aufbau eines DMFC-Systems

Ein Gebläse saugt die Umgebungsluft durch die DMFC und versorgt die Kathode mit Sauerstoff aus der Luft. Um einen wasserautarken Betrieb zu gewährleisten, muss Wasser, das von der Anode stammt, aus dem Abgasstrom der Kathode in einem Kondensator zurückgewonnen und zurück zur Anode geleitet werden. Auf der Anodenseite führt eine Pumpe eine Methanol-Wasser-Lösung im Kreis. Reines Methanol wird aus einem Tank diesem Anodenkreislauf zudosiert. Das bei der Reaktion entstehende CO₂ extrahiert ein CO₂-Abscheider aus der Flüssigkeit. Das Anodenabgas, das neben CO₂ auch Methanol enthält, wird an der Kathode eingespeist. Methanol verbrennt dort am Katalysator.

2.3 Energiespeicher

Energiespeicher lassen sich nach der Art der Speicherung in drei Typen einteilen: [39]

- Elektrisch (z. B. Kondensatoren)
- Mechanisch (z. B. Schwungräder)
- Elektrochemisch (z. B. Batterien)

Im Folgenden liegt der Schwerpunkt auf elektrischen und elektrochemischen Energiespeichern. Bei den elektrochemischen Energiespeichern werden Bleibatterien, Lithiumbatterien und NiCd/NiMH-Batterien genauer betrachtet. Aus der Gruppe der elektrischen Energiespeicher liegt der Fokus auf Superkondensatoren.

2.3.1 Definitionen

Wichtige Kenngrößen bei Batterien sind die Nennspannung U_N und die Nennkapazität K_N . Um diese beiden Größen definieren zu können, muss immer der Nennstrom I_N mit angegeben werden. Nach [40, S. 26] ist die Nennkapazität einer Batterie die in der Zeit t_N mindestens entnehmbare Ladungsmenge einer neuen und vollgeladenen Batterie, wenn diese bei Nenntemperatur mit dem Nennstrom entladen wird. Es gilt dementsprechend:

$$K_N = I_N \cdot t_N \quad (2.17)$$

Die mittlere Spannung, die sich bei der oben definierten Entladung an der Batterie einstellt, entspricht der Nennspannung [40, S. 26]. Der Nennstrom einer Batterie wird häufig in normierter Form angegeben [40, S. 24] und auf die Kapazität der Batterie bezogen. Die so definierte Stündigkeit des Stromes gibt die Zeit bis zur vollständigen Entladung mit diesem Strom an. Bei Bleibatterien ist dies z. B. der 20-stündige Entladestrom I_{20} . Wird die Batterie mit diesem Strom 20 h entladen, ist die Nennkapazität K_{20} aus der Batterie entnehmbar. Oft bezeichnet auch die C-Rate, die der Nennkapazität geteilt durch eine Stunde entspricht, einen bestimmten Strom [40, S. 25]. Größere oder kleinere Ströme können durch einen zusätzlichen Faktor angegeben werden. Der im Beispiel erwähnte 20-stündige Entladestrom wird auch 1/20 C-Rate genannt.

Um zu bestimmen, wie viel Energie noch in einer Batterie enthalten ist, wird der Ladezustand SOC (engl.: state of charge) wie folgt definiert: [40, S. 206]

$$SOC = 1 - \frac{Q_b}{K_N} \quad (2.18)$$

Hierbei ist Q_b die Ladungsbilanz des effektiven Lade- und Entladestromes, seit dem der letzte Vollladezustand erreicht wurde. Damit wird definitionsgemäß einer vollen Batterie ein SOC von 100 % und einer leeren Batterie ein SOC von 0 % zugeordnet. Aus dem in Gleichung (2.18) definierten SOC lässt sich die Entladetiefe DOD (engl.: depth of discharge) nach [40, S. 206] folgendermaßen berechnen:

$$DOD = 1 - SOC \quad (2.19)$$

Im Betrieb können Batterien altern. Das Alter einer Batterie beschreibt der Gesundheitszustand SOH (engl.: state of health). Um diesen zu berechnen, wird in einem Kapazitätstest die aktuelle Kapazität K_a der Batterie bestimmt. Der SOH entspricht dem

Verhältnis der aktuell gemessenen Kapazität K_a zur Nennkapazität K_N [40, S. 207]. Ein typischer Grenzwert für ein Lebensdauerende der Batterie ist nach [40, S. 207] ein Wert von 80 %. Um die Lebensdauer eines Energiespeichers zu bestimmen, wird die Zykluslebensdauer angegeben. Die Zykluslebensdauer entspricht der Anzahl der Zyklen, bis zu der der Energiespeicher in der Lage ist, 80 % der Nennkapazität abzugeben [41]. Ein Zyklus beschreibt eine Ladung mit darauffolgender Entladung [41] und ist gleichbedeutend mit 100 % *DOD*.

Da sowohl beim Laden als auch beim Entladen eines Energiespeichers Verluste auftreten, werden nach [40, S. 27] der coulombsche Wirkungsgrad bzw. Amperestundenwirkungsgrad η_{Ah} und der Energiewirkungsgrad bzw. Wattstundenwirkungsgrad η_{Wh} definiert. Im Unterschied zum coulombschen Wirkungsgrad, der nur Ladungsverluste berücksichtigt, erfasst der Energiewirkungsgrad auch Spannungsverluste, die ihre Ursache in ohmschen Innenwiderständen haben. Die beiden Wirkungsgrade lassen sich wie folgt berechnen:

$$\eta_{Ah} = \frac{Q_E}{Q_L} \quad (2.20)$$

$$\eta_{Wh} = \frac{E_E}{E_L} \quad (2.21)$$

mit

- Q_E : entnommene Ladungsmenge [Ah]
- Q_L : eingeladene Ladungsmenge [Ah]
- E_E : entnommene Energiemenge [Wh]
- E_L : eingeladene Energiemenge [Wh]

Wichtige Kenngrößen zum Vergleich von Energiespeichern sind die maximale Energie E_{max} und die maximale Leistung P_{max} . Diese Werte können zu Vergleichszwecken sowohl auf die Masse als auch auf das Volumen bezogen werden [40, S. 25]. Der Massebezug wird als spezifische Energie bzw. Leistung bezeichnet. Der Volumenbezug wird Energie- bzw. Leistungsdichte genannt. Der maximale nutzbare Energieinhalt berechnet sich wie folgt:

- Batterien: [40, S. 26]

$$E_{max} = U_N \cdot K_N \quad (2.22)$$

mit K_N : Nennkapazität der Batterie [Ah]

- Superkondensator: [42]

$$E_{max} = \frac{1}{2} \cdot C_N \cdot U_N^2 \quad (2.23)$$

mit C_N : Kapazität des Superkondensators [F]

Für die maximale Leistung gilt:

- Batterien: [43, S. 7.13]

$$P_{max} = I_{max} \cdot U_{E,min} \quad (2.24)$$

mit

- I_{max} : maximaler Entladestrom [A]
- $U_{E,min}$: minimale Spannung beim Entladen mit I_{max} [V]

- Superkondensator: [42]

$$P_{\max} = \frac{U_N^2}{4 \cdot R} \quad (2.25)$$

mit R : Innenwiderstand [Ω]

Eine doppellogarithmische Darstellung der spezifischen Leistung bzw. Leistungsdichte über der spezifischen Energie bzw. Energiedichte ist das Ragone-Diagramm [40, S. 25]. In Kapitel 2.3.6 werden verschiedene Energiespeichertechnologien mithilfe eines Ragone-Diagramms miteinander verglichen. Bei der Technikübersicht in Kapitel 2.3.8.1 kommt das Ragone-Diagramm ebenfalls zur Verwendung, um die Rechercheergebnisse übersichtlich darzustellen.

2.3.2 Bleibatterie

Bei der Bleibatterie handelt es sich um den am häufigsten eingesetzten Energiespeicher im Bereich stationärer Anwendungen, Traktion und Automobil [44]. Die Bleibatterie wurde im Jahre 1859 erfunden [45] und kann auf 150 Jahre Entwicklungszeit und Betriebserfahrung zurückgreifen. Sie ist aus einer negativen und einer positiven Elektrode aufgebaut. Die beiden Elektroden befinden sich in einem Elektrolyten und sind durch einen Separator getrennt, um Kurzschlüsse zu vermeiden. Diesen Aufbau zeigt Abbildung 2.5. Die beiden Elektroden unterscheiden sich dahingehend, dass jeweils ein anderes Aktivmaterial verwendet wird:

- Positive Elektrode: Bleioxid (PbO_2) als Aktivmaterial [40, S. 34]
- Negative Elektrode: Blei (Pb) als Aktivmaterial [40, S. 34]

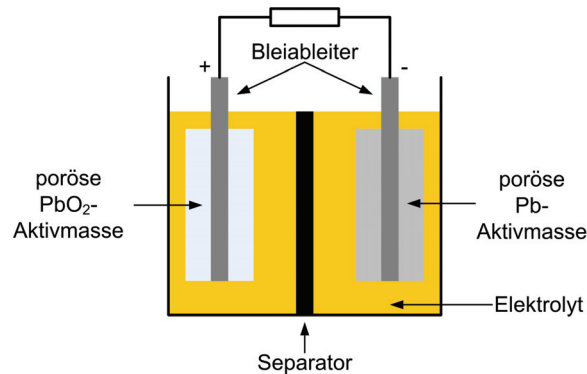
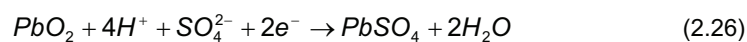


Abbildung 2.5: Schematischer Aufbau einer Bleibatterie (nach [46])

Der Elektrolyt ist Schwefelsäure [40, S. 39]. Dieser Elektrolyt wird beim Entladen sowohl an der negativen als auch an der positiven Elektrode verbraucht und ist daher aktiv an der Reaktion beteiligt. Für die Entladereaktionen gilt nach [40, S. 42]:

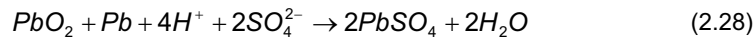
- positive Elektrode:



- negative Elektrode:



- Gesamtreaktion:



Neben der Hauptreaktion nach Gleichung (2.28) laufen in der Bleibatterie außerdem verschiedene Nebenreaktionen, wie z. B. die Wasserzersetzung, ab. Beim Elektrolyten in der Bleibatterie handelt es sich um ein wässriges System. Daher wird ab einer Zellspannung von 1,229 V [40, S. 44] Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt. Diese Gasungsreaktion findet nach [40, S. 44] in Form von zwei Teilreaktionen an der negativen und der positiven Elektrode statt:

- positive Elektrode:



- negative Elektrode:



- Gesamtreaktion:



Diese Wasserzersetzung führt zu einem Wasserverlust im Elektrolyten. Wenn Wasser nicht regelmäßig nachgefüllt wird, kann die Batterie austrocknen. Die Gleichgewichtsspannung der Wasserzersetzung liegt mit einem Wert von 1,229 V unter der Gleichgewichtsspannung der Hauptreaktion mit einem Wert von 1,93 V. Daher kann die Wasserzersetzung nicht vermieden werden. Eine Bleibatterie mit flüssigem Elektrolyten wird als geschlossene Bleibatterie bezeichnet [40, S. 45] und stellt hohe Anforderungen an die Belüftung der Batterieräume, da der entstehende Wasserstoff entweichen kann. Zusätzlich muss das verbrauchte Wasser in bestimmten Wartungsintervallen nachgefüllt werden. Die genannten Nachteile haben zur Entwicklung der verschlossenen Bleibatterie geführt [40, S. 45]. Der Elektrolyt ist in einem Vlies oder einem Gel festgelegt, in dem sich Gaskanäle befinden. Durch diese gelangt der an der positiven Elektrode nach Gleichung (2.29) entstehende Sauerstoff zur negativen Elektrode. Dort rekombiniert er mit dem entstehenden Wasserstoff zu Wasser. Dies wird auch als Sauerstoffkreislauf bezeichnet [40, S. 45]. Bei sehr starker Überladung kann es trotzdem nicht vermieden werden, dass Wasserstoff entsteht. Dieser kann über ein Ventil entweichen, das bei etwa 100 mbar öffnet [40, S. 46].

Neben der Art des verwendeten Elektrolyten lassen sich Bleibatterien ebenfalls in der Konstruktion der negativen und der positiven Platten unterscheiden. Bei Traktionsanwendungen werden folgende Konstruktionsprinzipien für die negative und positive Platte bevorzugt: [40, S. 37]

- negative Platte: Gitterplatte
- positive Platte: Gitterplatte oder Panzerplatte

In Abbildung 2.6 ist der schematische Aufbau einer Gitterplatte (a) und einer Panzerplatte (b) zu sehen. Die Gitterplatte besteht aus einem Bleigitter, in das die Aktivmasse eingepresst und pastiert ist [41]. Panzerplatten werden auch als Röhrenplatten bezeichnet. Sie bestehen aus einer Schutzhülle aus Glasfaser- oder Polyestergewebe, in deren Hohlräume das Aktivmaterial mit einem Bleistab als Stromableiter in der Mitte eingepresst wird [41].

Aus der Gegenüberstellung der beiden Konstruktionsprinzipien finden sich verschiedene Vor- und Nachteile. Der Innenwiderstand der Gitterplatten ist im Gegensatz zur Panzerplatte kleiner [47, S. 128], da bei der Panzerplatte die Röhrchen nicht beliebig dünn sein können [41]. Bezüglich der Zyklenlebensdauer hat die Panzerplatte Vorteile. Bei der Gitterplatte ist die Zyklenlebensdauer geringer, da das Aktivmaterial schlechter fixiert ist [40, S. 36] und sich bei mechanischer Belastung möglicherweise herauslöst. Aufgrund der Schutzhülle um das Aktivmaterial zeigt die Panzerplatte eine höhere mechanische Stabilität. Dadurch wird ein Verlust an Aktivmaterial verhindert [48]. Die Menge des Aktivmaterials kann bei der Panzerplatte im Vergleich zur Gitterplatte reduziert werden [49]. Da das Aktivmaterial bei der Panzerplatte eine größere Oberfläche hat, ist hier die spezifische Energie trotz geringerer Aktivmaterialmasse höher [49].

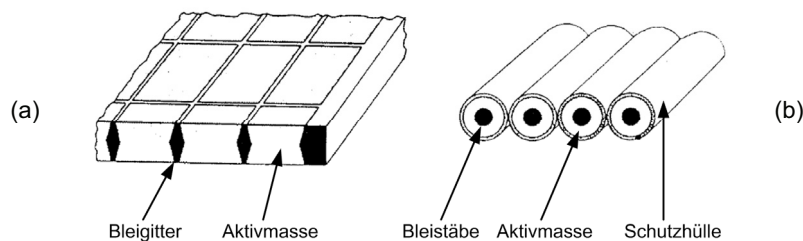


Abbildung 2.6: Schematischer Aufbau Gitterplatte (a) und Panzerplatte (b) (Quelle: [44])

Neben den oben beschriebenen gibt es weitere Konstruktionsprinzipien, wie z. B. die Wickelzellen (engl.: Spiral Wound) [40, S. 37]. Der Aufbau ist Abbildung 2.7 zu entnehmen. Die beiden Elektroden sind als extrem dünne Gitter ausgeführt und durch einen Separator voneinander getrennt, der den Elektrolyten aufnimmt [44]. Die extrem dünnen Platten können sehr nahe beieinander angeordnet werden. Dadurch entstehen kurze Strompfade, wodurch der Innenwiderstand verringert wird und höhere Leistungen erzielt werden [51]. Durch diese Wickeltechnologie zeigen die Zellen eine hohe Vibrationsfestigkeit und ein großes Oberfläche/Volumen-Verhältnis [52]. Im Vergleich zum konventionellen Design haben Wickelzellen Vorteile, wie z. B. eine höhere Zyklenlebensdauer [53] und eine höhere spezifische Energie und Leistung [43, S. 24.4].

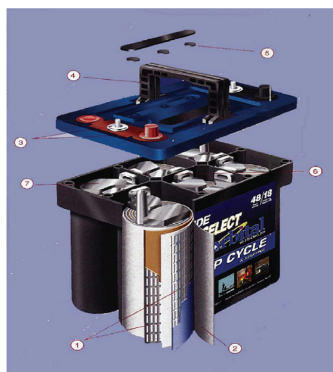


Abbildung 2.7: Aufbau einer Wickelzelle (Quelle: [50])

Bei Bleibatterien ist die entnehmbare Kapazität bei Entladung abhängig vom gewählten Entladestrom. Dies wird als Peukert-Effekt bezeichnet und wie folgt beschrieben: [54]

$$I^p \cdot t = \text{konstant} \quad (2.32)$$

mit

- I : Entladestrom [A]
- t : Entladezeit [h]
- p : Peukert-Koeffizient [-]

Für $p = 1$ folgt, dass die entnehmbare Kapazität unabhängig vom Entladestrom ist. Bei Bleibatterien beträgt der Peukert-Koeffizient durchschnittlich 1,47 [54]. Das bedeutet, dass sich die entnehmbare Kapazität bei höherem Entladestrom verringert. Gründe hierfür sind in [55] beschrieben. Beim Entladen wird PbO_2 in $PbSO_4$ umgewandelt. Diese Umwandlung ist abhängig vom Entladestrom. Bei hohen Entladeströmen ordnen sich die Reaktionsprodukte vermehrt auf der Oberfläche eines Aktivmassekorns an. Wird die Entladung fortgesetzt, werden mit der Zeit Poren in der aktiven Masse durch die etwa doppelt so großen Bleisulfatkristalle blockiert. Dadurch nimmt die entnehmbare Kapazität ab.

Bei der Bleibatterie kann es zu unterschiedlichen Alterungseffekten kommen. Ein Überblick über verschiedene Alterungsprozesse ist nach [44] in Tabelle 2.6 zusammengestellt.

Tabelle 2.6: Alterungsprozesse bei der Bleibatterie

Alterungsprozess	beschleunigende Faktoren	Einfluss auf die Leistungsfähigkeit der Batterie
Korrosion	<ul style="list-style-type: none"> • niedrige Spannung • hohe Temperatur • Zyklierung 	<ul style="list-style-type: none"> • erhöhter Innenwiderstand • verminderter Wirkungsgrad
Sulfatierung	<ul style="list-style-type: none"> • Seltene Vollladung • hoher DOD • Säureschichtung 	<ul style="list-style-type: none"> • Verlust von Aktivmaterial • erhöhte Überspannungen
Verlust von aktivem Material	<ul style="list-style-type: none"> • Mechanische Belastung • Korrosion • Gasung 	<ul style="list-style-type: none"> • Verlust von Aktivmaterial • Gefahr von Kurzschlüssen
Selbstentladung	<ul style="list-style-type: none"> • Antimonvergiftung • Mikrokurzschlüsse 	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserverlust • verminderter Wirkungsgrad

Nachfolgend wird der Alterungseffekt näher betrachtet, der häufig bei der Anwendung von Bleibatterien in Hybridfahrzeugen auftritt. Die zwei wichtigsten Anforderungen für eine Batterie beim Einsatz in einem Hybridfahrzeug sind nach [56] die Eigenschaft Spitzenleistung beim Entladen zu liefern und Spitzenleistungen beim Laden aufnehmen zu können. Um diese zwei sich widersprechenden Anforderungen zu erfüllen muss die Batterie auf einem Teilladezustand (engl.: partial state of charge = pSOC) gehalten werden, der nach [56] zwischen 50 und 70 % liegt. In [57] wird der Einfluss des pSOC-Betriebs auf die Zyklenlebensdauer einer Bleibatterie erläutert. In Abbildung 2.8 (a) sind drei beispielhafte Fälle dargestellt. Abbildung 2.8 (b) zeigt für die drei Fälle die entnehmbare Kapazität in

Abhängigkeit der Zyklenzahl. Hierbei fällt auf, dass bei der Zyklierung bei niedrigem SOC eine erhebliche Kapazitätsabnahme zu beobachten ist. Dieser Effekt kann verhindert werden, wenn die Batterie von Zeit zu Zeit vollgeladen wird. Dadurch verhält sich die Kapazitätsabnahme ähnlich wie bei der Zyklierung bei hohem SOC. Allerdings ist eine volle Batterie nicht in der Lage Bremsenergie aufzunehmen. Gründe für dieses Verhalten sind in der Sulfatierung als Alterungsprozess zu finden. Bei der Sulfatierung können Bleisulfatkristalle, die bei Entladung der Batterie entstehen, ab einer bestimmten Größe nicht mehr aufgelöst werden. Nach [57] startet der Lösungsprozess eines Kristalls bevorzugt an kleinen Kristallkeimen. Die Bildung eines Kristalls findet dagegen bevorzugt an bereits vorhandenen großen Kristallkeimen statt [57]. In [58] wurden die negativen Platten einer Bleibatterie nach einem pSOC-Betrieb analysiert und es konnte eine erhöhte Ansammlung von Bleisulfatkristallen an der Oberfläche festgestellt werden. Die Auswirkungen eines pSOC-Betriebs lassen sich wie folgt zusammenfassen: [58]

pSOC-Betrieb → Ansammlung von Sulfat an der Oberfläche der negativen Elektrode → Sulfat kann beim Laden nicht mehr effizient in Blei umgewandelt werden → Schicht des Sulfats wird immer dicker → aktive Oberfläche sinkt → Leistungsfähigkeit der Batterie sinkt

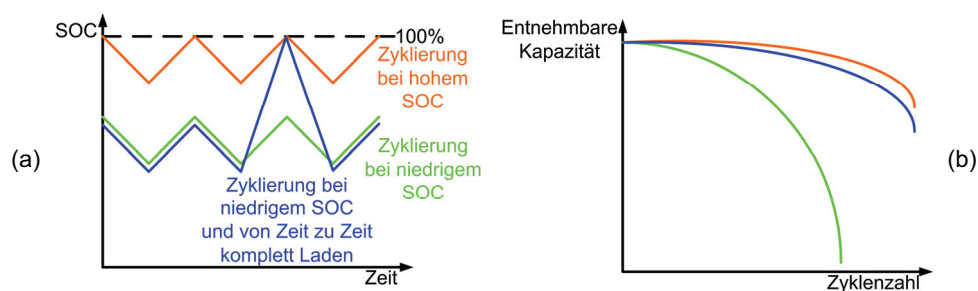


Abbildung 2.8: Zyklenlebensdauer in Abhängigkeit des SOC (nach [57])

2.3.3 Lithiumbatterie

Die Klassifizierung von Lithiumbatteriesystemen ist primär davon abhängig, welches Material für die negative Elektrode verwendet wird. Außerdem unterscheiden sie sich bezüglich des Elektrolyten. Die verschiedenen Typen von Lithiumbatterien sind in Abbildung 2.9 aufgeführt. Das Anodenmaterial der ersten Lithiumbatterien enthielt metallisches Lithium. Metallisches Lithium ist hochreaktiv und reagiert mit dem Elektrolyten unter Ausbildung einer Schutzschicht, die durch Vibrationen aufgebrochen werden kann und in der Vergangenheit zu Explosionen führte [60]. Um das Problem der Lithium-Metall-Systeme zu umgehen, kommen nach [59] zwei Wege in Frage:

1. Einsatz eines trägen Polymerelektrolyten in Verbindung mit metallischem Lithium
→ Lithium-Metall-Polymer
2. Einsatz von trägen Elektroden zur Vermeidung von metallischem Lithium
→ Lithium-Ionen

Lithium-Ionen-Systeme wurden Anfang der 1990er Jahre als erstes wiederaufladbares System eingeführt, das nicht mit Wasser gefüllt war [45]. Im Gegensatz zur Bleibatterie, bei der die verwendeten Anoden- und Kathodenmaterialien eindeutig sind, gibt es bei Lithium-Ionen-Batterien verschiedene Kombinationsmöglichkeiten. Anders als bei Lithium-Metall-

Batterien müssen es die Anoden- und Kathodenmaterialien ermöglichen, dass in sie Lithium-Ionen eingelagert werden können [61]. Bei den Anodenmaterialien werden typischerweise Kohlenstoffmaterialien oder Lithium-Titanat verwendet [61]. Weitere Entwicklungstrends sind in [62] zusammengefasst und gehen z. B. in die Richtung von SnO basierten Materialien, Siliziumcarbid oder Lithiumkohlenstoffverbindungen. Als Kathodenmaterialien etablierten sich folgende mit Lithium versetzte Materialien: [61]

- Kobaltoxid
- Manganoxid
- Eisenphosphat
- Oxidmischungen: Nickel-Cobalt-Aluminium (NCA) oder Nickel-Cobalt-Mangan (NCM)

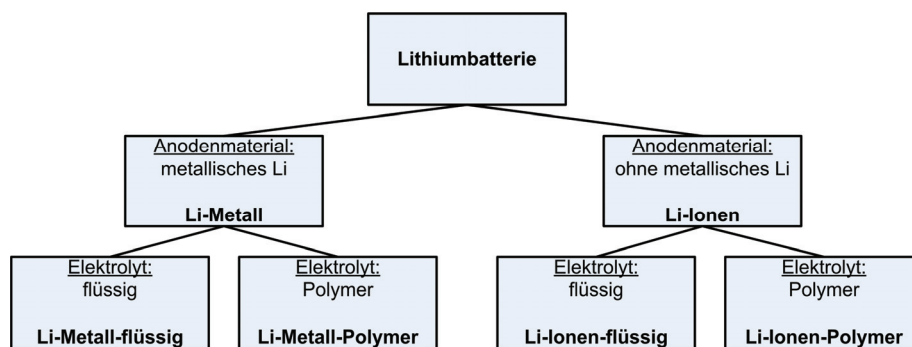


Abbildung 2.9: Klassifizierung von Lithiumbatterien (nach [59])

Weitere Entwicklungstrends zu Kathodenmaterialien sind in [62] zu finden. Die verschiedenen Kathodenmaterialien haben jeweils unterschiedliche Eigenschaften, wie z. B. die maximale C-Rate. Beispielhafte Werte zeigt Tabelle 2.7. Diverse Unterscheidungsmerkmale sind in Tabelle 2.8 anhand der Noten 1 (gut) bis 4 (schlecht) bewertet.

Tabelle 2.7: Hochstromfähigkeit in Abhängigkeit des Kathodenmaterials [63]

Kathodenmaterial	C-Rate
Lithium-Kobaltoxid	1 - 5 C
Lithium-Manganoxid	10 - 20 C
Lithium-Eisenphosphat	20 - 50 C

Tabelle 2.8: Vergleich der Kathodenmaterialien [64]

Kathodenmaterial	Energiedichte	Sicherheit	Kosten & Verfügbarkeit	Lebensdauer
Kobaltoxid	2	3	4	2
Manganoxid	3	2	1	4
Eisenphosphat	3	1	1	1
NCA ¹	1	4	3	2
NCM ²	2	3	3	2

¹ NCA: Nickel-Cobalt-Aluminium

² NCM: Nickel-Cobalt-Mangan

Neben den Materialien für Anode und Kathode lassen sich sowohl die verwendeten Elektrolyte als auch die Materialien der Separatoren, die sich zwischen Anode und Kathode befinden, unterscheiden. Wie in Abbildung 2.9 gezeigt, können Elektrolyte in flüssige Elektrolyte und Polymerelektrolyte eingeteilt werden. Bei Lithium-Ionen-Polymer-Batterien sind die negativen und positiven Elektroden mit einem Polymermaterial zusammengeklebt und ein flüssiger Elektrolyt wird in die Polymermatrix eingeleitet [61]. Der flüssige Elektrolyt besteht nach [65] aus hochreinen, wasserfreien und organischen Lösemitteln, in denen Leitsalze gelöst sind. Durch Zusätze von niedrigviskosen Lösungsmitteln erhöht sich die Ionenbeweglichkeit und somit auch die Leitfähigkeit [65]. Polymerelektrolyte bestehen aus einem Elektrolytträger mit einem Ionenleiter [65]. Weitere Entwicklungstrends sind in [62] genannt. Die verwendeten Separatoren haben nachstehende Hauptaufgaben: [66]

- elektrische Isolation der Elektroden
- Aufnahme des Elektrolyten für die Ionenleitung
- Durchstichfestigkeit
- thermische Stabilität
- Schrumpfstabilität

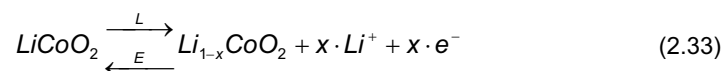
Aktuelle Konzepte kombinieren den Separator und den Elektrolyten. Aus diesen Separator/Elektrolyt Kombinationen kann gewählt werden: [65]

- poröser PE/PP Separator mit flüssigen organischen Elektrolyten
- keramischer Separator mit flüssigen organischen Elektrolyten
- polymere Elektrolyte mit flüssigen Elektrolytzusätzen
- polymere Elektrolyte mit keramischen und flüssigen Elektrolytzusätzen

Beispielhaft ist hier der neu entwickelte Separator SEPARION® zu erwähnen [67], der aus einem keramisch beschichteten polymeren Vlies besteht. Dieser Separator zeichnet sich vor allem durch seine hohe thermische Stabilität aus. Dadurch erhitzen sich Lithium-Ionen-Batterien mit diesem Separator bei Überladung nicht wie üblich auf bis zu 800 °C, sondern auf nur etwa 77 °C [67]. Dies verhindert, dass die Batterien aufgrund der hohen Temperatur in Brand geraten.

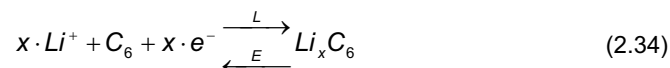
Der schematische Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle ist in Abbildung 2.10 dargestellt. Für diesen Aufbau gelten nach [59] für den Lade- (L) und Entladevorgang (E) folgende Teilreaktionen an der positiven und negativen Elektrode sowie die Gesamtreaktion:

- positive Elektrode:



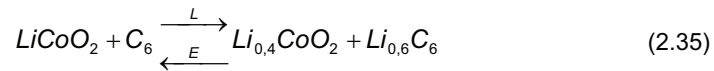
mit $0 \leq x \leq 0,6$

- negative Elektrode:



mit $0 \leq x \leq 1$

- Gesamtreaktion:



Wie anhand der Reaktionen zu erkennen ist, wird zu keiner Zeit metallisches Lithium gebildet. Lithium kommt hier nur in der Form von Ionen vor, die sich beim Laden und Entladen hin und her bewegen [69].

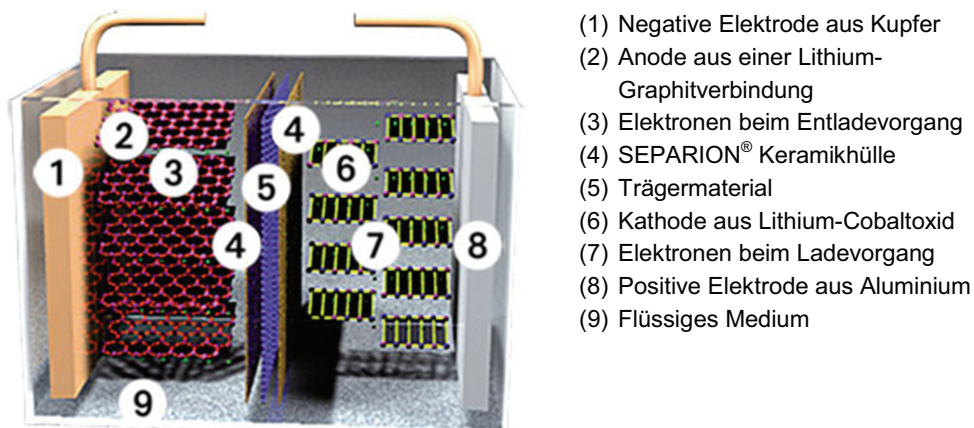


Abbildung 2.10: Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle (Quelle: [68])

Bei den Zellkonzepten kommen im Wesentlichen zwei Typen vor: [70]

- Rundzellen (vgl. Abbildung 2.11 (a))
- Flachzellen (vgl. Abbildung 2.11 (b))

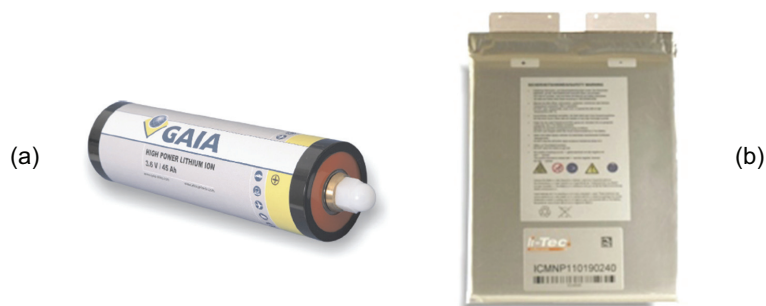


Abbildung 2.11: Rundzelle (a) und Flachzelle (b) (Quelle: [71] [72])

Der Hauptunterschied der beiden Zelltypen beruht auf deren thermischen Eigenschaften. Während die Flachzelle sehr gute Kühleigenschaften besitzt, ist die Kühlung einer Rundzelle sehr aufwendig [70]. Darüber hinaus treten bei einer Rundzelle zum Teil erhebliche Temperaturgradienten in radialer Richtung auf [73]. Bei einer Flachzelle ist die Verteilung wesentlich homogener, wobei hier eine stärkere Erwärmung der Kathode im Vergleich zur Anode zu beobachten ist [73].

Um Lithiumbatterien voneinander abzugrenzen, werden sie bezüglich der Leistungsfähigkeit der Zellen unterschieden. Dazu dienen die Begriffe Hochenergie- (HE) und Hochleistungszellen (HP). Die jeweilige Leistungsfähigkeit hat ihre Ursache in der Elektrodenschichtdicke bei der Herstellung. Dadurch werden bei HE-Zellen typische Werte von $2,5 \text{ mAh/cm}^2$ und für HP-Zellen Werte von $< 1,5 \text{ mAh/cm}^2$ für die flächenbezogene Kapazität erreicht [74]. Vergleichend sind in Tabelle 2.9 die spezifische Energie und Leistung für diese beiden Zelltypen aufgeführt. Manche Hersteller unterteilen die Hochleistungszellen noch weiter und sprechen ab 5000 W/kg von Ultra-Hochleistungszellen (UHP) [45].

Tabelle 2.9: Spezifische Energie und Leistung für HE- und HP-Zellen [70]

Zelltyp	Spez. Energie	Spez. Leistung
HE	120 - 160 Wh/kg	200 - 400 W/kg
HP	80 - 100 Wh/kg	2000 - 4000 W/kg

Kapitel 2.3.2 zeigte, dass der Energiespeicher in einem Hybridfahrzeug bei einem Teilladezustand (pSOC) zyklert werden muss. In [75] wurde die Alterung von Lithiumzellen bei einem pSOC-Betrieb auf 25 %, 50 % und 75 % SOC mit einem DOD von 5 % untersucht. Nach 20000 Zyklen war die Alterung bei 75 % SOC am größten und bei 50 % SOC am kleinsten. Bei 25 % SOC kam es zu einem erneuten Anstieg der Alterung.

Der bei der Bleibatterie beschriebene Peukert-Effekt tritt bei Lithiumbatterien nicht auf. Nach [69] findet kein Kapazitätsrückgang statt, wenn eine Lithiumbatterie mit hohen Strömen entladen wird.

Im Jahre 2007 gab es für Lithiumbatterien negative Schlagzeilen, als es bei Laptops zu Bränden und Explosionen kam. Daraufhin haben viele renommierte Notebook-Hersteller mehr als 10 Millionen Batterien wegen Brandgefahr zurückgerufen [76]. Diese Vorfälle lösten eine Diskussion über die Sicherheit von Lithium-Ionen-Zellen aus. Ursachen für eventuelle Fehler können sein: [61]

- Überladung
- Überhitzung
- Kurzschluss
- Physikalische Fehlbehandlung

Die Fehlermechanismen, die als Folge der oben genannten Ursachen ablaufen, sind in [61] aufgeführt. Nachteilig bei der Überladung wirkt sich aus, dass Lithium-Ionen-Zellen nicht wässrig sind und somit das Wasser nicht dazu beiträgt überschüssige Energie zu verbrauchen. Vielmehr wird bei der Überladung so viel Lithium aus der positiven Elektrode herausgelöst, dass sie instabil wird. Als Folge davon kommt es zu einer thermischen Zersetzung, die letztendlich einen Brand auslöst. Dieses Verhalten trifft vor allem auf positive Materialien zu, die auf einer Nickel- oder Kobaltverbindung basieren. Eisenphosphat zeigt die höchste Sicherheit gegenüber Überladung, da dieses Material nahezu eigensicher ist. Während bei der Überladung hauptsächlich die positive Elektrode betroffen ist, hat eine Überhitzung vor allem einen Einfluss auf die negative Elektrode. Negative Elektroden auf Kohlenstoffbasis haben die Eigenschaft bei Erstladung eine Festkörperelektrolytdeckschicht

(SEI) auszubilden. Dieser Schutz besteht aber nur bis zu einer Temperatur von 130 °C. Ohne diese Deckschicht reagiert Lithium der negativen Elektrode mit dem Elektrolyten und hat eine thermisch instabile Zelle zur Folge. Die erzeugte Hitze führt dazu, dass je nach verwendetem Material die positive Elektrode zersetzt wird. Die thermische Instabilität endet letztendlich in einem Brand. Kurzschlüsse können sowohl intern als auch extern auftreten und bewirken sehr hohe Entladeströme. Bei einem hohen Entladestrom kann es zu einer Überhitzung kommen, wodurch als Folge eine thermische Instabilität hervorgerufen wird. Physikalische Fehlbehandlung, wie z. B. Stöße, Quetschen oder Durchbohren, können zu einem internen Kurzschluss und zu einer thermischen Instabilität führen. Diese thermische Instabilität, die auch als Thermal Runaway bezeichnet wird, lässt sich nach [59] wie folgt beschreiben. Eine Initiierung z. B. durch Überladung oder Überhitzung führt an der Kathode zu einem Zerfall der aktiven Masse. Diese Zerfallsreaktion ist stark exotherm und erzeugt Wärme, wodurch diese Reaktion weiter beschleunigt wird.

Nach [66] sind die oben genannten Brände bei Laptop-Batterien darauf zurückzuführen, dass kleine Metallspäne im Inneren der Zelle zu Kurzschlüssen geführt haben. Zusammen mit zu dünnen Separatoren und Lithium-Kobaltoxid als Aktivmaterial hatte ein interner Kurzschluss einen Brand zur Folge.

Es existieren Konzepte, um die passive und die aktive Sicherheit der Zellen zu erhöhen [70]. Keramische Separatoren und Lithium-Eisenphosphat als Kathodenmaterial verbessern die passive Sicherheit. Für die aktive Sicherheit müssen Spannung und Temperatur überwacht, sowie ein Lade- und Entlademanagement integriert werden.

Im Unterschied zu Bleibatterien sind die Alterungsmechanismen bei Lithium-Ionen-Zellen noch nicht gut erforscht. Die begrenzte Marktverfügbarkeit spielt in diesem Zusammenhang auch eine Rolle. Die Funktionsweise einer Bleibatterie, bei der Aktivmaterial in Lösung geht und Kristalle ausformt, ist ein Hauptgrund warum bei der Bleibatterie Alterung auftritt [69]. Im Gegensatz dazu wandern bei der Lithium-Ionen-Batterie nur Lithium-Ionen hin und her. Allerdings treten in der Praxis bei Lithium-Ionen-Zellen auch Alterungseffekte auf. Folgende Hauptalterungsprozesse werden in [69] beschrieben:

- Schutzschicht (SEI) wächst und wird immer dicker → Verbrauch von Lithium → Reduzierung der Kapazität und Verlust der Leistungsfähigkeit
- Einlagerung von anderen löslichen Molekülen neben den Lithium-Ionen in die Elektrodenstruktur → weitere Einlagerung von Lithium-Ionen wird verhindert → Kapazitätsverlust
- Instabiler Elektrolyt → Abbau des Elektrolyten, der abhängig von Spannung und Temperatur ist

2.3.4 NiCd- und NiMH-Batterie

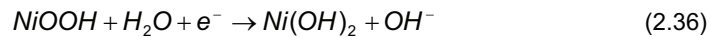
Der Vorläufer der NiMH-Batterie ist die NiCd-Batterie, die 1899 erfunden wurde [45]. Nach [77] ist die NiCd-Batterie wie folgt aufgebaut:

- positive Elektrode: Nickelhydroxid
- negative Elektrode: Cadmium
- Elektrolyt: Kaliumhydroxid

NiCd-Batterien enthalten Cadmium, das als Schwermetall stark giftig ist. Aus diesem Grund wurden sie aus dem Konsumerbereich verbannt [78] und werden auch nicht in Hybridfahrzeugen eingesetzt [79, S. 312]. Daher wird in diesem Kapitel im Wesentlichen auf die Grundlagen der NiMH-Batterie eingegangen.

Der Hauptunterschied zwischen einer NiMH- und einer NiCd-Batterie besteht darin, dass das Cadmium der negativen Elektrode durch eine Wasserstoff speichernde Legierung ersetzt wurde [77]. Damit gilt für die Hauptreaktionen an der positiven und negativen Elektrode sowie für die Gesamtreaktion für den Fall der Entladung nach [40, S. 77]:

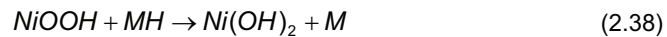
- positive Elektrode:



- negative Elektrode:



- Gesamtreaktion:



Die Abkürzung M steht hier für das Metallhydrid. Dieses Metallhydrid ist eine Legierung, die Wasserstoff speichern kann. Im geladenen Zustand befindet sich Wasserstoff in der negativen Elektrode und im ungeladenen Zustand in der positiven Elektrode. Der Austausch von Wasserstoff erfolgt hier über das Transportmedium OH^- [40, S. 78]. Diese Vorgänge verdeutlicht Abbildung 2.12. Das Metallhydrid der negativen Elektrode ist hier LaNi_5 .

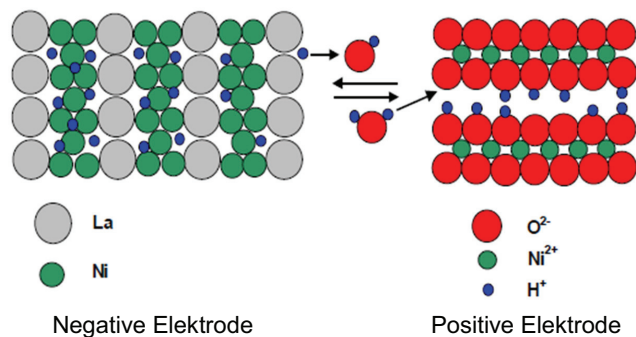


Abbildung 2.12: Aufbau und Reaktionen einer NiMH (Quelle: [80])

Neben der Hauptreaktion finden bei Überladung nachstehende Nebenreaktionen statt [40, S. 79]. Dabei wird der Elektrolyt, bestehend aus einer verdünnten Kalilauge, zersetzt und es entsteht an der positiven Elektrode Sauerstoff und an der negativen Elektrode Wasserstoff.

- positive Elektrode:



- negative Elektrode:



- Gesamtreaktion:



Erreicht der an der positiven Elektrode entstehende Sauerstoff die negative Elektrode, kommt es dort nach [40, S. 79] zur folgenden Sauerstoffrekombinationsreaktion:



Zellbauformen sind nach Abbildung 2.13 zylindrische und prismatische Zellen.

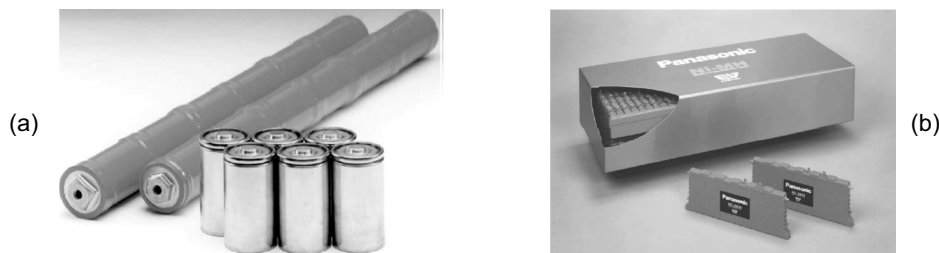


Abbildung 2.13: Zylindrische (a) und prismatische (b) NiMH-Zellen (Quelle: [81])

Der in Kapitel 2.3.2 beschriebenen Peukert-Effekt bei Bleibatterien tritt bei NiMH-Batterien auf, da die entnehmbare Kapazität ebenfalls vom Entladestrom abhängt. Dieser Effekt fällt aber nur sehr gering aus [40, S. 82]. Ein weiterer Unterschied im Vergleich zu Bleibatterien besteht darin, dass ein pSOC-Betrieb bei NiMH-Batterien zu keinen Problemen führt [45].

Bei NiCd-Batterien kann der sogenannte Memory-Effekt auftreten. Nach häufigen Teilentladungen merkt sich die Batterie diesen Teilladezustand. Ursache hierfür ist eine Ni_5Cd_{21} Verbindung, die sich an der Cadmiumelektrode ausbildet. Als Folge wird bei einer entladenen Batterie eine zweite Spannungsstufe beobachtet, die um etwa 120 mV niedriger liegt [40, S. 89]. Dieser Effekt wird auch als klassischer Memory-Effekt [40, S. 89] bezeichnet und tritt nur an der Cadmiumelektrode auf. Daher ist er bei NiMH-Batterien nicht zu finden. Ein ähnlicher Effekt, der auf der Nickelelektrode auftritt und sowohl bei NiCd-Batterien als auch bei NiMH-Batterien vorkommt, ist der Lazy-Effekt. Dieser bewirkt ebenfalls eine zweite Spannungsstufe, die mit etwa 50 mV kleiner ausfällt [40, S. 88]. Beide Effekte sind reversibel und lassen sich durch eine vollständige Entladung mit anschließender Vollladung fast komplett beseitigen [40, S. 89]. Lithium-Ionen-Batterien zeigen keinen Memory-Effekt [82].

Bei der Zyklierung von NiMH-Batterien tritt ein Alterungseffekt auf, da es bei der Einlagerung von Wasserstoff in der negativen Elektrode zu einer Volumenausdehnung von bis zu 20 % kommt. Diese mechanische Belastung kann die negative Elektrode zerstören [83]. Ein weiterer Alterungsmechanismus ist die Korrosion, von der sowohl die negative als auch die positive Elektrode betroffen sind. Dieser Mechanismus ist in [83] erklärt und bewirkt, dass sich auf beiden Elektroden eine Oberflächenschicht ausbildet, die zu einem Kapazitätsverlust führen kann.

Abschließend wird das Temperaturverhalten der NiMH-Batterie betrachtet. Durch eine hohe Temperatur altert die Batterie schneller. Daher sollte eine NiMH-Batterie in einem Temperaturbereich zwischen 20 °C und 35 °C betrieben werden [45]. Aus diesem Grund ist eine Kühlung unverzichtbar. Zum anderen kann eine Ladung bei Temperaturen größer 75 °C zu einem Thermal Runaway führen, da die Rekombination von Wasserstoff und Sauerstoff einen Energieeintrag zur Folge hat [84]. Die Ladeakzeptanz einer NiMH-Batterie hat einen großen Temperatureinfluss. Da die Sauerstoffüberspannung bei Temperaturen über 35 °C sehr stark sinkt, tritt die Sauerstoffentwicklung an der positiven Elektrode nach Gleichung (2.39) in Konkurrenz zur normalen Ladereaktion in Gleichung (2.36) [85]. Dadurch sinkt der Ladewirkungsgrad sehr stark und wird nach [85] bei 40 °C kleiner als 85 %. Die verminderte Ladeakzeptanz bei erhöhten Temperaturen und die Temperaturabhängigkeit des Ladewirkungsgrades sind in [86] genauer ausgeführt.

2.3.5 Superkondensator

Neben den bisher betrachteten elektrochemischen Energiespeichern, den Batterien, kommen eine weitere Art von Energiespeichern vor, die elektrostatischen Superkondensatoren. Die Speicherung basiert hier auf der Polarisierung einer elektrolytischen Lösung [87]. Erste Patente zu dieser Art der Energiespeicherung reichen zurück auf das Jahr 1957 [88]. Neben dem Begriff Superkondensator sind weitere Bezeichnungen wie z. B. Doppelschichtkapazität, Supercap, Ultracap, Powercap oder Goldcap gebräuchlich [88].

Obwohl die Energiespeicherung hier analog zu einem normalen Kondensator auch elektrostatisch erfolgt, handelt es sich um ein ganz anderes Prinzip. Um dieses Prinzip beschreiben zu können ist der Aufbau eines Superkondensators wichtig. Die einzelnen Komponenten veranschaulicht nach [89] Abbildung 2.14. Die verwendeten Materialien der einzelnen Komponenten sind in [90] zusammengefasst. Als Separator wird entweder ein Polymer oder Papier verwendet. Bei der Elektrode kommen die folgenden drei Varianten vor, die auch zur Klassifizierung der Superkondensatoren dienen:

- Kohlenstoff
- Metalloxid
- Polymer



Abbildung 2.14: Aufbau eines Superkondensators (Quelle: [89])

Beim Elektrolyten wird zwischen einem wässrigen und einem organischen Elektrolyten unterschieden. Der wässrige Elektrolyt kann z. B. KOH oder H_2SO_4 sein [90]. Nach [70] besteht der organische Elektrolyt aus einem Lösungsmittel und einem Leitsalz. Im Vergleich zu einem wässrigen Elektrolyten aus Schwefelsäure, der eine Leitfähigkeit von 800 mS/cm hat, ist die Leitfähigkeit eines organischen Elektrolyten mit 10 - 60 mS/cm wesentlich kleiner [70]. Die Zellspannung eines Superkondensators mit organischem Elektrolyten beträgt 2,5 V und ist höher als die eines Superkondensators mit wässrigem Elektrolyten, der eine Zellspannung von etwa 1 V hat [91]. Die Zellspannung wird nach [91] hauptsächlich durch die Durchschlagspannung des Elektrolyten bestimmt.

Aus dem Aufbau eines Superkondensators wird der Unterschied zu einem normalen Kondensator deutlich, bei dem sich zwischen den beiden Elektroden ein Dielektrikum befindet. Die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt in Form von elektrischer Ladung auf den beiden Platten. Beim Superkondensator beruht die Energiespeicherung darauf, dass die Ladungen der Elektrode an der Elektroden-Elektrolyt-Grenzschicht durch die entsprechenden Gegenionen im Elektrolyten kompensiert werden [92]. Dieser Vorgang tritt an beiden Elektrode-Elektrolyt-Grenzschichten auf und entspricht daher einer Reihenschaltung von zwei Kapazitäten [92].

Um die Speicherfähigkeit unterschiedlicher Kondensatoren zu unterscheiden, wird die Kapazität nach [93, S. 430] folgendermaßen definiert:

$$C = \varepsilon \cdot \frac{A}{d} \quad (2.43)$$

mit

- ε : Dielektrizitätskonstante [F/m]
- A : Fläche der Kondensatorplatten [m^2]
- d : Abstand der Kondensatorplatten [m]

Der Superkondensator erreicht seine hohe Kapazität nach [70] zum einen durch die große Oberfläche der porösen Kohlenstoffelektroden von etwa 2000 m^2/g und zum anderen durch den geringen Abstand der Kondensatorplatten von etwa 10 nm. Damit können Kapazitäten von bis zu 5000 F erzielt werden [39]. Das Speicherprinzip zeigt Abbildung 2.15. Die schematische Darstellung der Elektroden verdeutlicht hier die Oberflächenvergrößerung durch eine poröse Kohlenstoffstruktur.

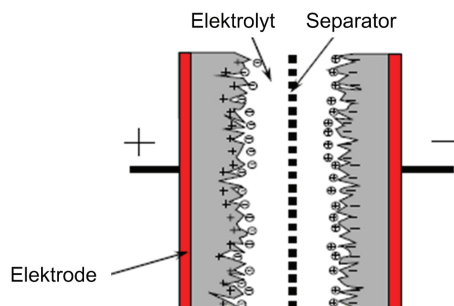


Abbildung 2.15: Speicherprinzip Superkondensator (Quelle: [90])

Werden Superkondensatoren innerhalb ihrer Spezifikationen betrieben, gelten sie als sicher. Typische Sicherheitsrisiken im Fehlerfall sind nach [94]:

- Öffnen des unter Druck stehenden Superkondensator-Gehäuses als Folge von Quetschung, Aussetzung einer externen Wärmequelle oder interne Wärmeentstehung aufgrund von Überspannung
- Elektrolyte zeigen analog zu Lithium-Ionen-Zellen ein Potential hinsichtlich Explosion, Feuer und gesundheitlicher Risiken

Daher müssen Maßnahmen getroffen werden, um die genannten Risiken zu vermeiden. Dazu zählen nach [94] ein Sicherheitsventil, robustes Packaging der Zellen, ein thermisches Management und ein Schutz vor Überspannungen.

Nach [88] schließt der Superkondensator genau die Lücke zwischen konventionellen Kondensatoren und Batterien. Superkondensatoren können mehr Energie als konventionelle Kondensatoren speichern und zusätzlich dazu mehr Leistung liefern als Batterien.

2.3.6 Vergleich der Energiespeichertechnologien

Im Folgenden werden die verschiedenen Energiespeichertechnologien bezüglich ihrer Eigenschaften und Kosten miteinander verglichen. Als Basis dient eine Literaturrecherche. In Tabelle 2.10 sind wichtige Kenngrößen aufgeführt, die für die Auswahl der Energiespeicher und zu deren Charakterisierung wichtig sind. Die einzelnen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Energiespeichertechnologien werden hieraus ersichtlich.

Tabelle 2.10: Vergleich der Energiespeichertechnologien

	Blei	Lithium	NiMH	Superkondensator
Zellspannung [V]	2 [95]	3,6 - 3,8 [95]	1,24 [95]	2,5 - 2,7 [39]
Energiedichte [Wh/l]	75 [31]	190 [31]	100 [31]	5 [31]
spez. Energie [Wh/kg]	35 [31]	100 [31]	55 [31]	4 [31]
Leistungsdichte [W/l]	1600 [31]	2800 [31]	2000 [31]	4500 [31]
spez. Leistung [W/kg]	550 [31]	1300 [31]	1000 [31]	3500 [31]
Wirkungsgrad [%]	80 - 85 [97]	90 - 95 [97]	80 - 90 [39]	90 - 98 [97]
Selbstentladung [%/Monat]	3 [60]	3 [60]	20 [96]	50 [60]
Zyklenzahl				
80 % DOD	300 [94]	5000 [94]	4000 [94]	10 ⁶ [94]
5 % DOD	500 [95]	30000 [95]	16000 [95]	
Temperaturbereich [°C]	-30 bis +50 [97]	-30 bis +50 [97]	-40 bis +50 [97]	-30 bis +70 [97]

Zum Aufbau von Modulen einer festen Nennspannung werden bei Lithiumbatterien die wenigsten Einzelzellen benötigt. Grund hierfür ist die hohe Einzelzellspannung. Beim Vergleich der Energiedichte bzw. der spezifischen Energie mit der Leistungsdichte bzw. der spezifischen Leistung werden die Unterschiede zwischen Batterien und Superkondensatoren deutlich. Superkondensatoren haben Vorteile gegenüber Batterien im Hinblick auf eine hohe Leistungsdichte bzw. eine hohe spezifische Leistung. Die Energiedichte bzw. spezifische

Energie ist dagegen bei Batterien wesentlich höher. Bei den maximalen möglichen Wirkungsgraden schneidet die Bleibatterie gegenüber den anderen Energiespeichern am schlechtesten ab. Wird die Selbstentladung von Batterien, mit Ausnahme der NiMH-Batterien, und Superkondensatoren verglichen, zeigt sich hier die Schwäche von Superkondensatoren. Aufgrund einer sehr hohen Selbstentladung eignen sich Superkondensatoren nur als Kurzzeitenergiespeicher. Bei der maximalen Zyklenzahl wird der Nachteil der Bleibatterien vor allem bei kleinen Entladetiefen, wie sie bei Hybridfahrzeugen vorkommen, deutlich. Die Temperaturbereiche der einzelnen Technologien unterscheiden sich dagegen kaum.

Die Werte für Energie- und Leistungsdichte bzw. spezifische Energie und Leistung aus Tabelle 2.10 stellen nur beispielhafte Literaturwerte nach [31] dar. In anderen Literaturstellen variieren diese Werte zum Teil sehr stark. Die Schwankungsbreite wird aus dem Ragone-Diagramm in Abbildung 2.16 ersichtlich.

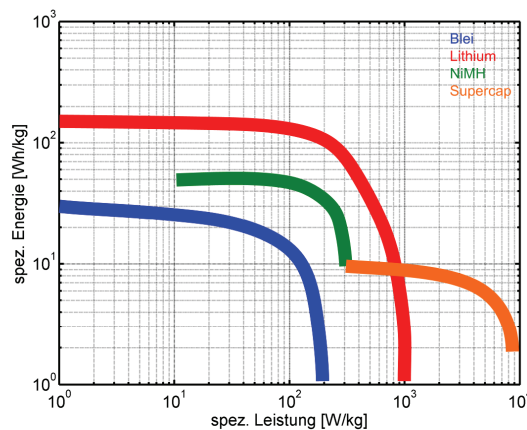


Abbildung 2.16: Ragone-Diagramm (nach [69])

Nach Tabelle 2.10 hängt die Anzahl der möglichen Zyklen sehr stark von der maximalen Zyklientiefe (DOD) ab. Diesen Zusammenhang zeigt Abbildung 2.17, in der für verschiedene Batterien der Nennkapazitätsdurchsatz in Abhängigkeit der Zyklientiefe abgebildet ist.

Die Kosten pro kWh der einzelnen Energiespeichertechnologien sind in Tabelle 2.11 zusammengestellt. Die jeweiligen maximalen und minimalen Werte sind unterschiedlichen Literaturquellen entnommen. Bleibatterien verursachen als etablierte Technologie im Vergleich zu den anderen Technologien die geringsten Kosten. Neue Technologien wie z. B. Lithium-Ionen-Batterien sind bis zu achtmal teurer. Eine zukünftige Kostenperspektive von Lithiumbatterien und NiMH-Batterien ist in [100] aufgeführt. Hier sind die durchschnittlichen Preise von 2005 und eine Preisprognose für 2010 in \$/kWh angegeben. Diese Werte zeigt Tabelle 2.12. Lithiumbatterien haben danach ein großes Preisentwicklungspotential. Die Preise für NiMH-Batterien werden sich dagegen kaum ändern.

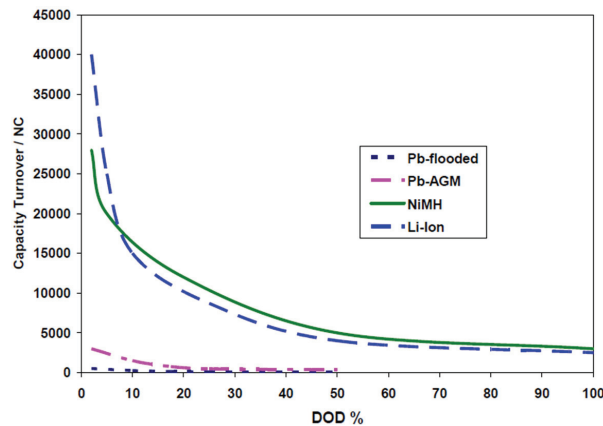


Abbildung 2.17: Nennkapazitätsdurchsätze in Abhängigkeit der Zyklientiefe (Quelle: [98])

Tabelle 2.11: Kostenübersicht Energiespeicher

	Kosten [€/kWh]	
Blei	50 - 250	[70] [99]
Lithium	300 - 2000	[99] [74]
NiMH	300 - 700	[74] [70]
Superkondensator	10000 - 20000	[97] [70]

Tabelle 2.12: Aktuelle Kosten und Kostenziele für Lithium-Ionen- und NiMH-Batterien

	Kosten 2005 [\$/kWh]	Kosten 2010 [\$/kWh]
Lithium	1790 - 2200	700 - 800
NiMH	290 - 500	230 - 280

2.3.7 Batteriemanagementsysteme

Nach Kapitel 2.3.3 muss beim Betrieb von Lithiumbatterien ein Batteriemanagementsystem (BMS) eingesetzt werden, um die aktive Sicherheit zu erhöhen. Nach [45] hat ein Batteriemanagementsystem folgende Hauptfunktionen:

- Steuerung der Ladung: Unterbrechung des Ladevorgangs beim Überschreiten einer maximalen Spannung
- Steuerung der Entladung: Unterbrechung der Entladung beim Unterschreiten einer minimalen Spannung
- Wärmemanagement: Temperatur muss beim Laden und Entladen mittels Kühlung im zulässigen Bereich gehalten werden
- Ladungsausgleich: Kompensation von Selbstentladungsdifferenzen durch Kapazitätsgleichgewicht zwischen den einzelnen Zellen
- Ladezustandsüberwachung: Ermittlung und Überwachung des Ladezustandes

Das Batteriemanagementsystem ist nur ein Teil des gesamten Energiemanagements der betrachteten Anwendung. Nach [101] wird das Energiemanagement benötigt, um eine Balance zwischen dem Bedarf der elektrischen Last und dem Angebot der Energiespeichereinheit zu schaffen. Um diese Aufgabe zu erfüllen sind verschiedene

Informationen über den Batteriezustand notwendig [101]. Die relevanten Daten zu erfassen und den Batteriezustand zu ermitteln ist ebenfalls eine Aufgabe des Batteriemanagementsystems. Nach [102] hat die im Batteriemanagementsystem integrierte Batteriediagnostik die Aufgabe verschiedene Messgrößen zu erfassen. Daraus werden Zustandsgrößen aus Kapitel 2.3.1, wie z. B. der SOC oder der SOH, berechnet. Folgende Messgrößen werden benötigt: [102]

- Spannung: Messung direkt an der Batterie
- Strom: Hohe Genauigkeit in Strombereichen von 10 mA bis 1000 A
- Temperatur: Temperatur am Gehäuse ist nicht die reale Temperatur im Inneren der Batterie → zusätzlich thermisches Modell
- Innenwiderstand und Impedanz: Beschreibung des dynamischen Verhaltens der Batterie beim Laden und Entladen

Aus diesen gemessenen Größen werden aktuelle Zustandsgrößen ermittelt. Diese Berechnungsmethoden sind im Batteriemanagementsystem integriert. Nach [103] gibt es verschiedene Möglichkeiten, die sich jeweils in der Genauigkeit und in der Umsetzung unterscheiden, um den SOC zu bestimmen. Das am einfachsten zu implementierende Verfahren basiert auf Gleichung (2.18), wobei die in der Formel enthaltene Ladungsbilanz Q_b durch Stromintegration berechnet wird. Diese Methode reagiert zuverlässig auf Änderungen im Ladezustand. Allerdings ist hierbei nachteilig, dass Messfehler durch die Integration akkumuliert werden. Dieses Berechnungsverfahren ist deswegen nicht langzeitstabil und kann nur zusammen mit weiteren stützenden Verfahren verwendet werden. Eine Möglichkeit ist die Messung der Leerlaufspannung, die einen direkten funktionalen Zusammenhang mit dem Ladezustand herstellt. Dazu muss die Batterie allerdings in Ruhe sein. Unter Umständen benötigt die Leerlaufspannung mehrere Stunden, bis sich ein stationärer Zustand einstellt. Eine weitere Bestimmung des Ladezustandes ist mithilfe eines Expertensystems mit Fuzzy-Logik möglich. Dies ist sehr robust, besitzt aber eine begrenzte Genauigkeit. Außerdem werden impedanzbasierte Verfahren verwendet. Hierzu zählt die SOC-Bestimmung über den Innenwiderstand, der bei Entladung ansteigt, oder die Ermittlung der Durchtrittsfrequenz, bei der der Imaginärteil der Impedanz Null wird. Weiterhin kann der Ladezustand mithilfe von Kennfeldern bestimmt werden. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es kein einzelnes genaues und zuverlässiges Verfahren gibt, das für alle Betriebszustände angewandt werden kann. Daher ist eine Kombination von mehreren Verfahren wichtig.

2.3.8 Technikübersicht

2.3.8.1 *Energiespeicher*

In der folgenden Technikübersicht in Tabelle 2.13 sind nur die aufgeführten Hersteller berücksichtigt. Eine weitere Übersicht findet sich in [104] und [105]. Zusätzlich zu jedem Hersteller zeigt diese Tabelle, ob nur Einzelzellen oder auch Module in deren Produktpalette zu finden sind. Module bestehen aus einer Verschaltung von Einzelzellen. Zusätzlich zu den unten genannten Zellherstellern gibt es Systemintegratoren, die aus Einzelzellen gesamte Systeme je nach Kundenwunsch aufbauen. Auf die Systemintegratoren wird hier nicht genauer eingegangen. Um die Recherche zusammenzufassen, eignet sich das Ragone-Diagramm aus Kapitel 2.3.1. In diesem Fall wird die Darstellung Leistungsdichte über

Energiedichte gewählt, da bei manchen Anwendungen das Volumen eines Energiespeichers eine größere Rolle spielt. In der Literatur fehlende Werte für Energie- und Leistungsdichte werden analog zu den Gleichungen (2.22) bis (2.25) berechnet. Für die Hersteller Hoppecke, EnerDel, Sanyo und JSC aus Tabelle 2.13 können allerdings keine Werte für Energie- und Leistungsdichte bestimmt werden, da die dafür benötigten Größen in der Literatur fehlen. Das Ragone-Diagramm in Abbildung 2.18 unterscheidet nicht zwischen Einzelzellen und Modulen. Aus dem Ragone-Diagramm sind die Unterschiede aus Kapitel 2.3.6 bezüglich der Energie- und Leistungsdichte bei den verschiedenen Energiespeichertechnologien ersichtlich. Die im Vergleich zu Superkondensatoren höhere Energiedichte von Batterien wird hieraus deutlich. Bezüglich der Leistungsdichte sind Lithiumbatterien vergleichbar mit Superkondensatoren. Die Leistungsdichten von Bleibatterien und NiMH-Batterien sind ähnlich, aber geringer als bei Lithiumbatterien. Aus dieser Darstellung folgt, dass für Anwendungen mit einer hohen benötigten Energie- und Leistungsdichte Lithiumbatterien die bevorzugte Technologie sind. Bei reinen Hochleistungsanwendungen kommen Superkondensatoren zum Einsatz.

Tabelle 2.13: Herstellerübersicht Energiespeicher

Technologie	Hersteller	Zellen	Module	Quellen
Blei	Exide (US)		X	[106] [107] [108]
	Hoppecke (D)		X	[109]
	EnerSys (US)	X	X	[110]
	Banner (A)		X	[111]
	Optima (D)		X	[112]
Lithium	Thunder Sky (CN)	X	X	[113] [114] [115]
	Valence (US)		X	[116] [117]
	GAIA (D/US)	X		[71] [118] - [123]
	Kokam (KR)	X		[124]
	Saft (D/F/US)	X	X	[125] - [134]
	Li-Tec (D)	X		[72] [135] [136]
	EnerDel (US)	X		[137] [138]
	A123 (US)	X		[105] 139]
NiMH	Cobasys (US)		X	[140] - [142]
	Saft (D/F/US)		X	[143] - [145]
	PEVE (JP)		X	[146] [147]
	Sanyo (JP)		X	[105]
	JSC (US)	X	X	[83]
Superkondensator	Maxwell (US)	X	X	[42] [148] - [153]
	WIMA (D)	X	X	[154] - [156]
	Nesscap (KR)	X	X	[157] - [167]
	Chemi-Con (JP)	X	X	[168]
	ESMA (RU)	X		[169] - [171]

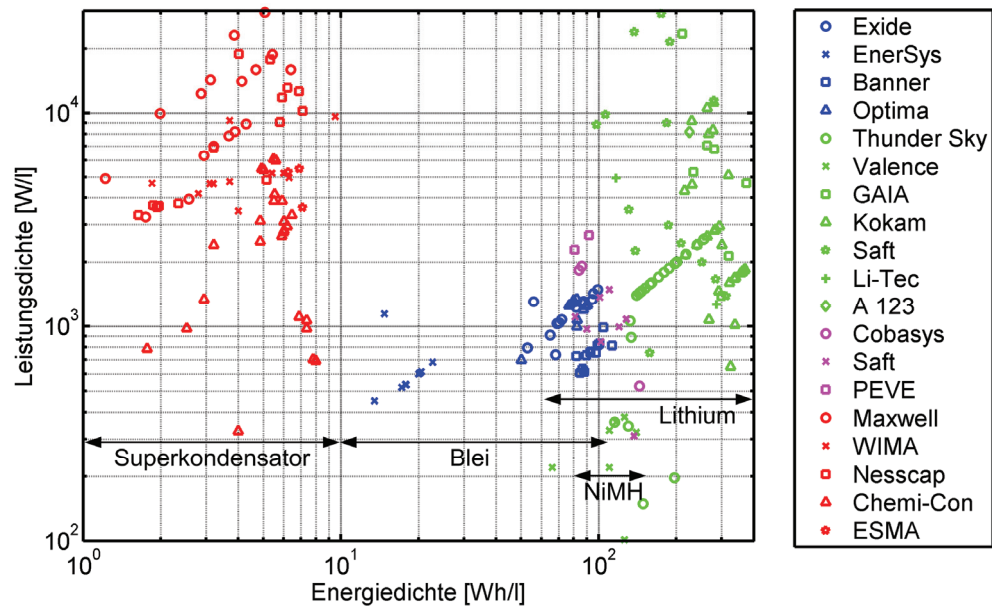


Abbildung 2.18: Ragone-Diagramm Technikübersicht Energiespeicher

2.3.8.2 Batteriemanagementsysteme

Eine kurze Technikübersicht zu verfügbaren Batteriemanagementsystemen ist nachfolgend zusammengestellt. Hier wird jeweils unterschieden, für welchen Batterietyp das jeweilige Batteriemanagementsystem ausgelegt ist und welche Funktionen implementiert sind. Diese Übersicht, die auf einer Literaturrecherche basiert, ist in Tabelle 2.14 zusammengefasst. Diese Darstellung zeigt, dass für Lithiumbatterien im Vergleich zu Bleibatterien bereits eine große Anzahl von Batteriemanagementsystemen auf dem Markt verfügbar sind. Außerdem wird deutlich, dass sich die jeweiligen Batteriemanagementsysteme sehr stark in ihrer Funktionalität unterscheiden. Diese reicht von einfachen Berechnungen bis hin zu komplexen Überwachungsfunktionen, die vor allem bei Lithiumbatterien sicherheitsrelevant sind.

Tabelle 2.14: Technikübersicht Batteriemanagementsysteme

Hersteller	Bezeichnung	ESP	Funktionalität	Quellen
Exide	Batterie-Management-System	Blei	N/A	[172]
Hoppecke	BICaT II		Batteriemonitoring, SOC	[173]
Visteon	Voltage Control Module		N/A	[101]
JSC	Power Watch		N/A	[101]
Bosch	Elektronischer Batterie-Sensor		Temperaturmodell	[174]

REAPsystems	Li-Ion BMS 14	Lithium	modular ³ , Zell- ausgleich, SOC	[175]
Kokam	PCM & BMS		Abschaltung bei Über- bzw. Unterspannung (PCM), SOC, Zell- überwachung	[176]
Valence	U-Charge BMS		SOC	[177]
	U-Charge BDI		LED Anzeige für SOC	[178]
iti Energy	Battery Management System		Neuronale Netze	[179]
Saft	Battery Management System		N/A	[180]
Continental	BMC & CSC		SOC (BMS) & Messung Zellspannung, Zell- ausgleich (CSC)	[66]
EnerDel	Controls Management	Lithium NiMH	therm. Management, Zellausgleich, SOC	[181]
I+ME ACTIA	Battery Management System		Master/Slave Module, Zellausgleich, Über- wachung, Berechnung von z. B. SOC	[182]
PEVE	Battery ECU		modular ³ , SOC	[183]

2.4 Kopplungsverfahren von Brennstoffzelle und Energiespeicher

2.4.1 Kopplungsarten

In diesem Kapitel wird die elektrische Kopplung der seriellen Hybridisierung, die einer elektrischen Parallelschaltung entspricht, näher erläutert. Diese Kopplung kann auf verschiedene Art und Weise realisiert werden. Je nachdem, ob leistungselektronische Elemente zur Regelung des Leistungsflusses zwischen den beiden Komponenten Brennstoffzelle und Energiespeicher verwendet werden, existieren folgende zwei Hybridarten: [184]

- aktiver Hybrid: Leistungselektronik zwischen den beiden Quellen (= indirekte Kopplung) [185] → Leistungsfluss kann geregelt werden
- passiver Hybrid: keine Leistungselektronik zwischen den Quellen (= direkte Kopplung) [185] → keine Regelung des Leistungsflusses möglich

Die indirekte Kopplung wird auch als leistungsverzweigter Hybrid bezeichnet [24].

³ Mehrere Module, die jeweils eine bestimmte Anzahl von Zellen überwachen, können in Reihe geschaltet werden

2.4.2 Direkte Kopplung

Bei der direkten Kopplung in Abbildung 2.19 sind Brennstoffzelle und Energiespeicher direkt elektrisch parallel geschaltet. Diese Kopplung hat folgende Eigenschaften:

- Spannungslage von Brennstoffzelle und Energiespeicher sind gleich [184]
- Keine Regelung des Leistungsflusses möglich [185]
- Brennstoffzelle hängt zusammen mit der Batterie direkt auf der Motorlast und wird nicht vor Lastpulsen geschützt [185]

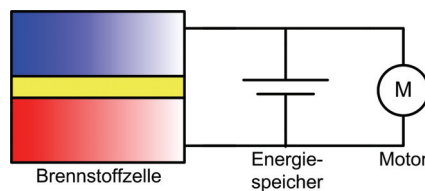


Abbildung 2.19: Direkte Kopplung von Brennstoffzelle und Energiespeicher

2.4.3 Indirekte Kopplung

Um einen passiven Hybrid in einen aktiven Hybrid überzuführen, werden leistungselektronische Komponenten benötigt, die die Brennstoffzelle und den Energiespeicher indirekt miteinander koppeln. Diese leistungselektronischen Komponenten, wie z. B. DC/DC-Wandler, sind das Thema dieses Kapitels. Die verschiedenen Kopplungsmöglichkeiten von Brennstoffzelle und Energiespeicher beschreibt Kapitel 2.4.4.1. Eine naheliegende Variante folgt aus Abbildung 2.19 durch Erweiterung um einen DC/DC-Wandler zwischen Brennstoffzelle und Energiespeicher. Diese Verschaltung zeigt Abbildung 2.20. Durch die indirekte Kopplung folgen diese Eigenschaften:

- unterschiedliche Spannungslage von Brennstoffzelle und Energiespeicher [184]
- Regelung des Leistungsflusses ist möglich [185]
- Schutz der Brennstoffzelle vor Lastpulsen aufgrund der Entkopplung über einen DC/DC-Wandler [185]

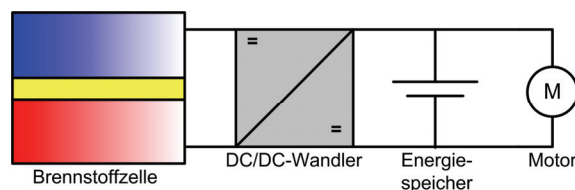


Abbildung 2.20: Indirekte Kopplung von Brennstoffzelle und Energiespeicher

Für jede Schaltungsvariante wird eine anderer DC/DC-Wandler benötigt. Die Art des DC/DC-Wandlers hängt primär davon ab, wie sich die Spannungen am Eingang und am Ausgang des DC/DC-Wandlers zueinander verhalten. Damit gibt es drei Arten von DC/DC-Wandlern, die im weiteren Verlauf des Kapitels beschrieben werden:

- $U_{DCDC,ein} > U_{DCDC,aus} \rightarrow$ Tiefsetzsteller (TSS)
- $U_{DCDC,ein} < U_{DCDC,aus} \rightarrow$ Hochsetzsteller (HSS)
- $U_{DCDC,ein} > U_{DCDC,aus}$ UND $U_{DCDC,ein} < U_{DCDC,aus} \rightarrow$ Hochsetz-/Tiefsetzsteller (HSS/TSS)

Außerdem lassen sich DC/DC-Wandler bezüglich der Richtung des Leistungsflusses unterscheiden. Ist eine Brennstoffzelle mit dem Eingang des DC/DC-Wandlers verbunden, darf die Leistung nur in eine Richtung fließen können. Befindet sich am Eingang des DC/DC-Wandlers ein Energiespeicher, kann es vorteilhaft sein, wenn der Leistungsfluss in beide Richtungen erfolgt. Dies ist der Fall, wenn Bremsenergie in den Energiespeicher zurückgespeist wird.

2.4.3.1 Tiefsetzsteller

Aufgabe eines Tiefsetzstellers (engl.: Buck-Converter) ist es, aus einer höheren Eingangsspannung eine niedrigere Ausgangsspannung zu erzeugen. Nach [186, S. 165] folgt das Ersatzschaltbild eines Tiefsetzstellers wie in Abbildung 2.21 zu sehen ist. Aus einer festen Eingangsspannung U_{ein} wird eine Ausgangsspannung U_{aus} über der ohmschen Last R . Weitere Elemente sind der Schalter S , die Freilaufdiode D und eine Induktivität L . Die Induktivität L bildet zusammen mit der Kapazität C einen LC-Tiefpassfilter.

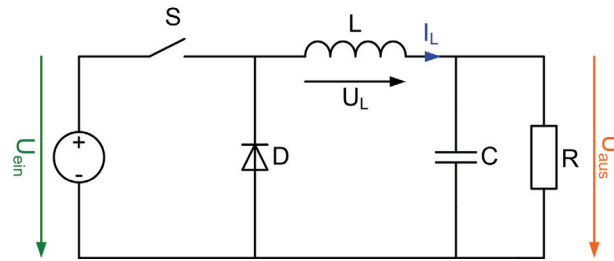


Abbildung 2.21: Ersatzschaltbild eines Tiefsetzstellers

Kontinuierliches Schalten des Schalters S mit der festen Periodendauer T_{Schalt} führt zu zwei Zuständen. Im ersten Zustand ist der Schalter für die Zeitdauer T_{ein} geschlossen. Der zweite Zustand hat die Zeitdauer T_{aus} und stellt einen offenen Schalter dar. Die Ersatzschaltbilder für beide Zustände folgen aus Abbildung 2.21 und sind in Abbildung 2.22 zu sehen.

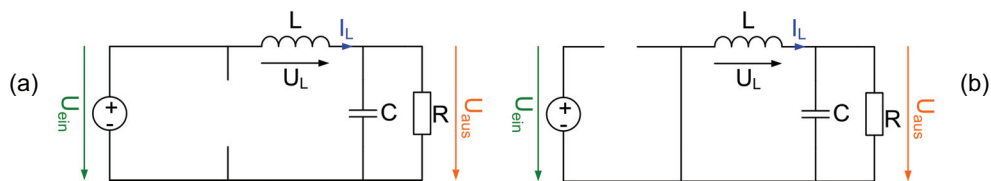


Abbildung 2.22: Ersatzschaltbild Zustand Schalter ein (a) und Schalter aus (b)

Bei geschlossenem Schalter fließt der Induktivitätsstrom I_L durch den Schalter vom Eingang zum Ausgang. Die Freilaufdiode sperrt in diesem Zustand und stellt im Ersatzschaltbild einen Leerlauf dar. Während der Einschaltdauer T_{ein} wird die Induktivität, die einen magnetischen Speicher repräsentiert, geladen. Wird der Schalter geöffnet, kann der Strom I_L aufgrund der in der Induktivität gespeicherten Energie weiterfließen. Die Freilaufdiode leitet und entspricht im Ersatzschaltbild einem Kurzschluss.

Die Spannung an einer Induktivität ist nach [93, S. 453]:

$$U_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (2.44)$$

Das bedeutet, dass die energietragende Größe I_L einer Induktivität nicht springen darf. Ein plötzlicher Sprung auf 0 A beim Öffnen des Schalters hätte eine unendlich hohe Spannung zur Folge, die sich am Schalter in Form eines Lichtbogens äußern würde. Um dies zu verhindern, muss bei geöffnetem Schalter der Induktivitätsstrom I_L weiterfließen können. Diese Aufgabe übernimmt hier die Diode D , die daher als Freilaufdiode bezeichnet wird.

Nach [186, S. 166] gilt für die Induktivitätsspannung U_L über eine komplette Schaltperiode:

$$\int_0^{T_{Schalt}} U_L dt = \int_0^{T_{ein}} U_L dt + \int_{T_{ein}}^{T_{Schalt}} U_L dt = 0 \quad (2.45)$$

Die jeweiligen Zusammenhänge für die Induktivitätsspannung U_L in den beiden Schaltzuständen lassen sich aus Abbildung 2.22 ablesen. Damit ergibt sich aus Gleichung (2.45):

$$\begin{aligned} (U_{ein} - U_{aus}) \cdot T_{ein} - U_{aus} \cdot (T_{Schalt} - T_{ein}) &= 0 \\ \Rightarrow U_{aus} &= \frac{T_{ein}}{T_{Schalt}} \cdot U_{ein} \end{aligned} \quad (2.46)$$

Mit dem nach [187] definierten Tastverhältnis D

$$D = \frac{T_{ein}}{T_{Schalt}} \quad (2.47)$$

folgt aus Gleichung (2.46) ein Ausdruck für den Mittelwert der Ausgangsspannung U_{aus} als Funktion des Mittelwertes der Eingangsspannung U_{ein} :

$$U_{aus} = D \cdot U_{ein} \quad (2.48)$$

Da das Tastverhältnis D einen Wert zwischen 0 und 1 annimmt, resultiert aus der größeren Eingangsspannung eine kleinere Ausgangsspannung.

Der Stromanstieg bei geschlossenem Schalter und der Stromabfall bei geöffnetem Schalter können für den Induktivitätsstrom I_L nach [188, S. 252] wie folgt berechnet werden:

- $0 \leq t \leq T_{ein}$: Stromanstieg

$$\Delta I_{L,ein} = \frac{1}{L} \cdot \int_0^{T_{ein}} u_L(t) dt = \frac{1}{L} \cdot \int_0^{T_{ein}} (U_{ein} - U_{aus}) dt = \frac{(U_{ein} - U_{aus}) \cdot T_{ein}}{L} \quad (2.49)$$

- $T_{ein} < t \leq T_{Schalt}$: Stromabfall

$$\Delta I_{L,aus} = \frac{1}{L} \cdot \int_{T_{ein}}^{T_{Schalt}} u_L(t) dt = \frac{1}{L} \cdot \int_{T_{ein}}^{T_{Schalt}} -U_{aus} dt = \frac{-U_{aus} \cdot (T_{Schalt} - T_{ein})}{L} \quad (2.50)$$

Die in den Gleichungen (2.49) und (2.50) angegebenen Spannungsabfälle über der Induktivität sind den Ersatzschaltbildern in Abbildung 2.22 entnommen.

Abbildung 2.23 zeigt den zeitlichen Verlauf der Ausgangs- und Eingangsspannung sowie des Stromes durch die Induktivität nach [188, S. 245]. Am Eingang liegt eine konstante Spannung an. Durch das Schalten ist die Ausgangsspannung bei geschlossenem Schalter gleich der Eingangsspannung. Bei geöffnetem Schalter ist die Ausgangsspannung gleich Null. Dadurch stellt sich der in Gleichung (2.48) berechnete Mittelwert ein. Um die Spannung am Ausgang zu glätten, wird der oben erwähnte LC-Tiefpassfilter verwendet. Beim Strom ist der Anstieg und der Abfall nach Gleichung (2.49) und (2.50) zu sehen. Dieser zickzackförmige Verlauf schwankt um den ebenfalls eingezeichneten Mittelwert.

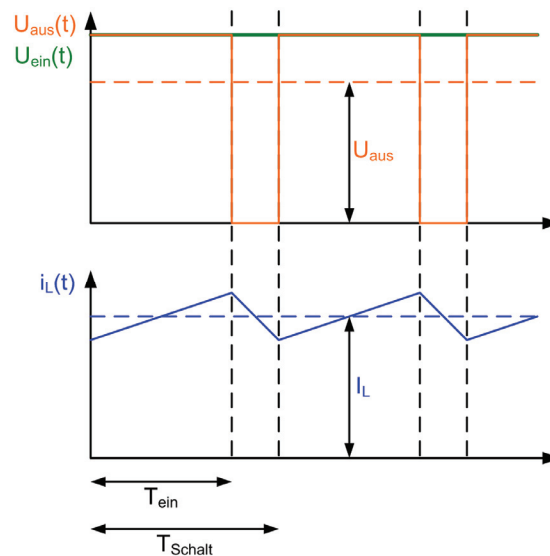


Abbildung 2.23: Spannungsverlauf und Stromverlauf eines Tiefsetzstellers

2.4.3.2 Hochsetzsteller

Aufgabe eines Hochsetzstellers (engl.: Boost-Converter) ist es, aus einer niedrigeren Eingangsspannung eine höhere Ausgangsspannung zu erzeugen. Das Ersatzschaltbild eines Hochsetzstellers ist nach [186, S. 172] in Abbildung 2.24 dargestellt.

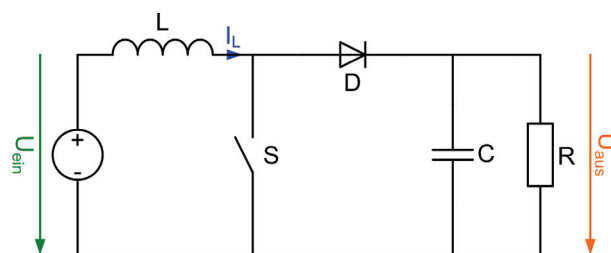


Abbildung 2.24: Ersatzschaltbild eines Hochsetzstellers

Im Gegensatz zum Tiefsetzsteller befindet sich der Schalter S an der Position der Freilaufdiode D . Die Freilaufdiode D sitzt beim Hochsetzsteller genau im Leitungspfad zwischen Eingangs- und Ausgangsseite. Daher ist der Hochsetzsteller nach [189] nicht

kurzschluss- bzw. leerlauffest. Unabhängig von der Stellung des Schalters S fließt bei einer Eingangsspannung, die größer als die Ausgangsspannung ist, ein Strom vom Eingang zum Ausgang. Ein weiterer Unterschied ist die Induktivität an der Eingangsseite. Ist der Schalter geschlossen, sperrt die Diode und der Induktivitätsstrom I_L fließt durch den geschlossenen Schalter. Bei geöffnetem Schalter leitet die Diode und der Strom I_L gelangt zum Ausgang.

Analog zur Herleitung in Kapitel 2.4.3.1 lässt sich für den Hochsetzsteller ein Ausdruck für die Ausgangsspannung in Abhängigkeit der Eingangsspannung und des in Gleichung (2.47) definierten Tastverhältnisses D angeben. Nach [186, S. 173] gilt hier:

$$U_{aus} = \frac{1}{1-D} \cdot U_{ein} \quad (2.51)$$

Das Tastverhältnis nimmt hier ebenfalls Werte zwischen 0 und 1 an. Damit ist die Ausgangsspannung größer als die Eingangsspannung. Die Spannungs- und Stromverläufe sind analog zum Tiefsetzsteller und werden nicht genauer betrachtet.

2.4.3.3 Tiefsetz-/Hochsetzsteller

Aufgabe eines kombinierten Tiefsetz-/Hochsetzstellers (engl.: Buck-Boost-Converter) ist es, entweder aus einer höheren Eingangsspannung eine kleinere Ausgangsspannung oder aus einer niedrigeren Spannung am Eingang eine größere Spannung am Ausgang zu erzeugen. Nach [186, S. 178] entspricht der Tiefsetz-/Hochsetzsteller einer Kaskadierung eines Tiefsetzstellers und eines Hochsetzstellers. Werden die Ersatzschaltbilder des Tiefsetzstellers aus Abbildung 2.21 und des Hochsetzstellers aus Abbildung 2.24 kombiniert, geht das Ersatzschaltbild eines Tiefsetz-/Hochsetzstellers in Abbildung 2.25 nach [186, S. 179] hervor. Im Gegensatz zum Tiefsetz- bzw. Hochsetzsteller ist die umgekehrte Polarität der Ausgangsspannung U_{aus} zu beachten.

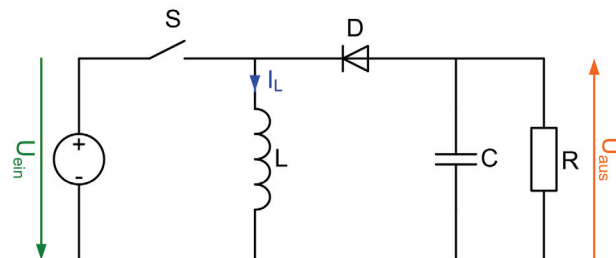


Abbildung 2.25: Ersatzschaltbild eines Tiefsetz-/Hochsetzstellers

Die Multiplikation der beiden entsprechenden Gleichungen für den Hochsetz- und den Tiefsetzsteller führt nach [186, S. 178] zum folgenden Zusammenhang:

$$U_{aus} = \frac{D}{1-D} \cdot U_{ein} \quad (2.52)$$

Analog zum Tiefsetz- und Hochsetzsteller kann das Tastverhältnis D Werte zwischen 0 und 1 annehmen. Je nach gewähltem Tastverhältnis arbeitet der Konverter als Tiefsetz- oder Hochsetzsteller. Diese beiden Arbeitsbereiche sind Abbildung 2.26 zu entnehmen. Das Verhältnis von Ausgang- und Eingangsspannung in Abhängigkeit des Tastverhältnisses D ist

hier aufgetragen. Ist das Spannungsverhältnis kleiner als 1, arbeitet der Konverter als Tiefsetzsteller. Bei Werten größer als 1 zeigt er die Charakteristik eines Hochsetzstellers. Nach Abbildung 2.26 gibt es folgende Arbeitsbereiche:

- $0 \leq D \leq 0,5 \rightarrow$ Tiefsetzsteller
- $0,5 \leq D < 1 \rightarrow$ Hochsetzsteller

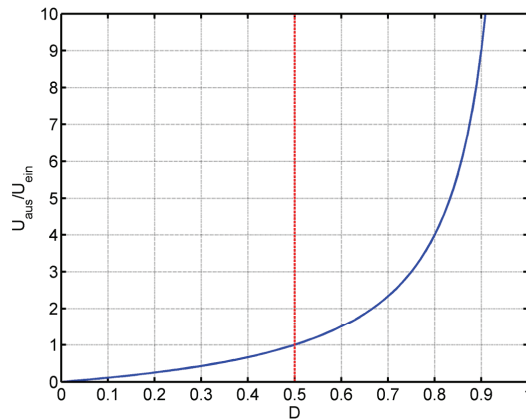


Abbildung 2.26: Arbeitsbereiche eines Tiefsetz-/Hochsetzstellers

2.4.3.4 Bidirektionaler DC/DC-Wandler

In den bisher beschriebenen Konvertertypen war der Leistungsfluss stets vom Eingang zum Ausgang. Diese Konverter sind ausreichend, wenn sich an der Eingangsseite eine Komponente befindet, die nur Leistung liefern kann. Dies ist der Fall bei einer Brennstoffzelle. Ist der Eingang z. B. mit einem Energiespeicher beschaltet, der sowohl Leistung liefern als auch aufnehmen kann, muss ein bidirektionaler DC/DC-Wandler verwendet werden. Eine allgemeine Form eines bidirektionalen DC/DC-Wandlers stellt nach [186, S. 188] ein Vierquadrantensteller dar, dessen vereinfachtes Ersatzschaltbild Abbildung 2.27 zeigt. Im Gegensatz zu den bisherigen Typen wird hier nicht mehr zwischen einer Ein- und Ausgangsseite unterschieden. Der wesentliche Aufbau besteht aus vier Paaren von Schaltern mit dazu antiparallelen Freilaufdioden. Je nach Schaltzustand hat der Vierquadrantensteller eine andere Betriebsweise.

Im Allgemeinen wird die Spannung U_1 als positiv definiert. Der Name Vierquadrantensteller hat seinen Ursprung darin, da sowohl U_2 als auch I_2 positive und negative Werte annehmen können. Die vier verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten decken in einem Koordinatensystem mit I_2 als x-Achse und U_2 als y-Achse alle vier Quadranten ab. In [190] ist für jeden dieser vier Quadranten angegeben, welcher Schalter immer geschlossen ist und welcher Schalter periodisch schaltet. Die Zusammenhänge in den einzelnen Quadranten sind in Abbildung 2.28 aufgeführt.

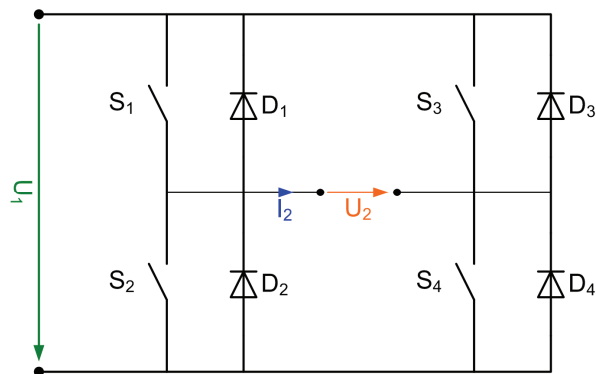


Abbildung 2.27: Ersatzschaltbild eines Vierquadrantenstellers

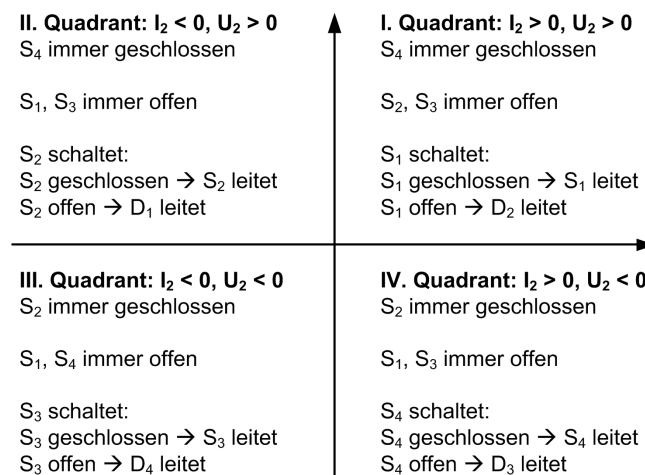


Abbildung 2.28: Arbeitsbereiche eines Vierquadrantenstellers

Beispielhaft wird betrachtet, welche Funktionsweise sich in den Quadranten I und II ergibt. Diese beiden Quadranten werden unter der Voraussetzung diskutiert, dass U_2 entweder eine Brennstoffzellenspannung oder die Spannung an einem Energiespeicher ist. In beiden Fällen ist U_2 immer größer als 0. Mit den Bedingungen aus Abbildung 2.28 folgen für diese zwei Quadranten aus dem Ersatzschaltbild in Abbildung 2.27 die zwei vereinfachten Ersatzschaltbilder in Abbildung 2.29. Der Vergleich mit den vorgestellten Ersatzschaltbildern des Tiefsetzstellers in Abbildung 2.21 und des Hochsetzstellers in Abbildung 2.24 zeigt, dass Abbildung 2.29 (a) einem Tiefsetzsteller und Abbildung 2.29 (b) einem Hochsetzsteller entspricht. Zusammenfassend gilt für diese zwei Quadranten:

- Quadrant I: Tiefsetzsteller von U_1 nach U_2 mit $I_2 > 0$
- Quadrant II: Hochsetzsteller von U_2 nach U_1 mit $I_2 < 0$

Je nachdem, welche zwei Komponenten über einen DC/DC-Wandler gekoppelt werden, kommt ein anderer Konvertertyp zum Einsatz. Entscheidend dabei sind das Spannungsverhältnis der beiden Komponenten und die Richtung des Leistungsflusses.

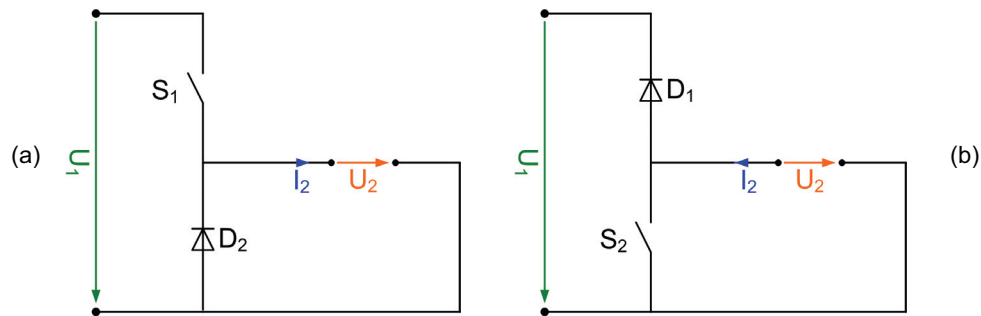


Abbildung 2.29: Ersatzschaltbilder für Quadrant I (a) und Quadrant II (b)

2.4.4 Technik- und Literaturübersicht

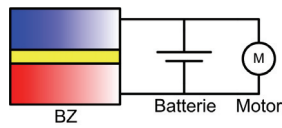
In Kapitel 2.1 wurden die Grundlagen zur Hybridisierung und in Kapitel 2.4 die Kopplungsverfahren für Brennstoffzelle und Energiespeicher in einem Brennstoffzellenhybrid aufgezeigt. Nachfolgend wird eine Übersicht zu verschiedenen Hybridisierungskonzepten vorgestellt, die in der Literatur zu finden sind. Die Technikübersicht geht zuerst allgemein auf Brennstoffzellenhybride ein und stellt anschließend speziell Flurförderfahrzeuge mit Brennstoffzellen vor, da die hier betrachtete Anwendung diesem Bereich zuzuordnen ist.

2.4.4.1 Literaturübersicht Hybridisierungskonzepte

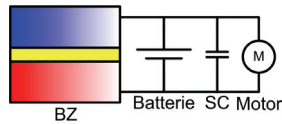
Tabelle 2.15 listet verschiedene Literaturquellen auf. Diese Übersicht enthält mögliche Hybridisierungskonzepte. Hierbei wird nach Kapitel 2.4.1 zwischen passiven und aktiven Brennstoffzellenhybriden unterschieden. Die Verschaltungen für alle aufgeführten Konzepte sind in Abbildung 2.30 zusammengestellt.

Tabelle 2.15: Literaturübersicht Hybridisierungskonzepte

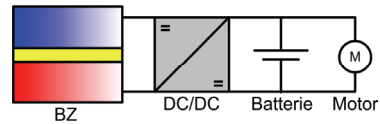
Konzept	Verschaltung	Hybridart	Quellen
I	Abbildung 2.30 (a)	passiv	[24] [191] [192] [193]
II	Abbildung 2.30 (b)		[20] [191] [192]
III	Abbildung 2.30 (c)		[191] [192]
IV	Abbildung 2.30 (d)	aktiv	[10] [22] [24] [25] [29] [185] [194] - [196]
V	Abbildung 2.30 (e)		[20] [197]
VI	Abbildung 2.30 (f)		[20]
VII	Abbildung 2.30 (g)		[19] [25] [33] [198] [196] [199]
VIII	Abbildung 2.30 (h)		[13] [33] [199]
IX	Abbildung 2.30 (i)		[20]
X	Abbildung 2.30 (j)		[200]
XI	Abbildung 2.30 (k)		[20] [30] [201]
XII	Abbildung 2.30 (l)		[33]
XIII	Abbildung 2.30 (m)		[19] [21]



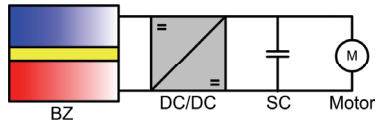
(a) Konzept I



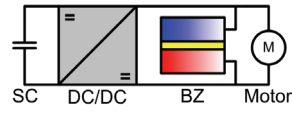
(b) Konzept II



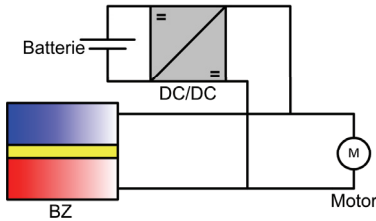
(c) Konzept III



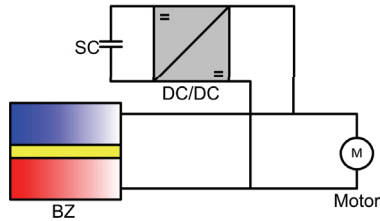
(d) Konzept IV



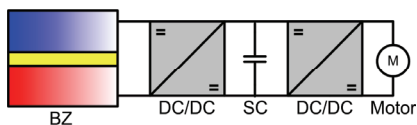
(e) Konzept V



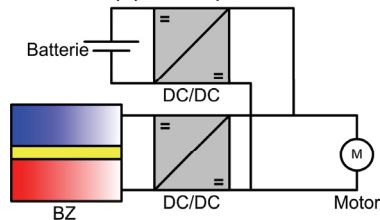
(f) Konzept VI



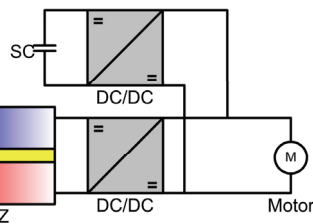
(g) Konzept VII



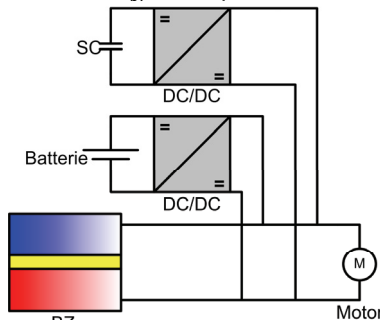
(h) Konzept VIII



(i) Konzept IX



(j) Konzept X



(k) Konzept XI

(l) Konzept XII

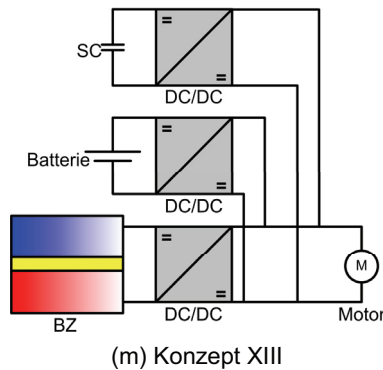


Abbildung 2.30: Schaltungskonzepte für Brennstoffzellenhybride

Kapitel 2.4.2 und Kapitel 2.4.3 behandelten je ein Beispiel für eine direkte und eine indirekte Kopplung. Das Beispiel für die direkte Kopplung entspricht im Wesentlichen den Konzepten aus Abbildung 2.30 (a) bis (c). Bei der indirekten Kopplung sind weitere Konzepte aufgeführt, die sich vor allem in der Anzahl der Energiespeicher und DC/DC-Wandler unterscheiden. Allgemein gilt, dass pro DC/DC-Wandler ein Freiheitsgrad in der Regelung des Leistungsflusses besteht. Ein Energiespeicher ermöglicht die Kopplung durch einen (Abbildung 2.30 (d) bis (h)) oder durch zwei DC/DC-Wandler (Abbildung 2.30 (j) bis (k)). Dabei lassen sich drei Grundkonzepte unterscheiden. Das erste Grundkonzept in Abbildung 2.30 (d) bis (c) zeigt einen DC/DC-Wandler, der im Leitungspfad zwischen Brennstoffzelle und Energiespeicher sitzt. Der Energiespeicher ist hier direkt parallel zum Motor geschaltet. Beim zweiten Grundkonzept in Abbildung 2.30 (g) bis (h) befindet sich der DC/DC-Wandler im Leitungspfad vom Energiespeicher zum Motor. Hier sind die Brennstoffzelle und der Motor parallel. Um beide vom Motor zu entkoppeln, werden im dritten Grundkonzept in Abbildung 2.30 (j) bis (k) je ein DC/DC-Wandler zwischen Brennstoffzelle und Motor angeordnet. Bei zwei Energiespeichern können entweder nur die Energiespeicher vom Motor entkoppelt werden (Abbildung 2.30 (l)) oder mithilfe von drei DC/DC- Wandlern zusätzlich auch die Brennstoffzelle (Abbildung 2.30 (m)).

2.4.4.2 Technikübersicht Brennstoffzellenhybride

In der folgenden Technikübersicht werden sowohl Brennstoffzellenhybride aus dem Automobilbereich als auch sonstige Brennstoffzellenhybride betrachtet. Bei den Brennstoffzellenhybriden aus dem Automobilbereich sind in Tabelle 2.16 nur die Wichtigsten aufgeführt. Eine zusätzliche Übersicht ist in [202], [203] und [204] zu finden.

Bei allen Brennstoffzellenhybriden aus dem Automobilbereich wird als Brennstoffzelle eine PEFC verwendet. Als Energiespeicher kommt entweder eine NiMH-Batterie oder ein Superkondensator zum Einsatz. Für Superkondensatoren bei Automobilanwendungen spricht die hohe Beschleunigungsleistung des Fahrzeugs. Bei vier Brennstoffzellenhybriden lässt sich die Hybridisierungsart angeben. Nur ein Fahrzeug ist hier als passiver Hybrid aufgebaut. Die anderen Konzepte wählen einen aktiven Hybrid. Beim berechneten Hybridisierungsgrad fällt auf, dass dieser, mit Ausnahme der letzten beiden Brennstoffzellenhybride, kleiner als 27 % ist. Das bedeutet, dass die Brennstoffzelle den

Hauptteil der Traktionsleistung liefert. Bei den letzten beiden Konzepten sind die Anteile von Brennstoffzelle und Energiespeicher etwa gleich bzw. etwas in Richtung des Energiespeichers verschoben.

Tabelle 2.16: Technikübersicht Brennstoffzellenhybride (Automobil)

Bezeichnung	BZ	ESP	Hybrid ⁴	HG ⁵	Quellen
GM „HydroGen4“	PEFC (GM) 93 kW	NiMH (N/A) 35 kW/1,8 kWh	N/A	0,27	[206] [207]
Daimler „F-Cell“	PEFC (Ballard) 72 kW	NiMH (N/A) 20 kW/1,4 kWh	N/A	0,22	[202] [208]
Ford „Focus FCV“	PEFC (Ballard) 85 kW	NiMH (Sanyo) N/A	N/A	N/A	[202] [209]
Honda „FCX-V4“	PEFC (Honda) 86 kW	Superkondensator (Honda) 28 kW/80 Wh	passiv Konzept II	0,25	[13] [210]
Toyota „FCHV“	PEFC (Toyota) 90 kW	NiMH (N/A) 21 kW	aktiv N/A	0,19	[211]
VW „HY.POWER“	PEFC (PSI) 48 kW	Superkondensator (Maxwell) 50 kW/210 Wh	aktiv Konzept XI	0,51	[197] [212] [213]
„HY-LIGHT“	PEFC (PSI) 30 kW	Superkondensator (Maxwell) 40 kW/187 Wh	aktiv Konzept XI	0,57	[214] [215]

Eine Technikübersicht über sonstige Brennstoffzellenhybride findet sich in Tabelle 2.17. Weitere Beispiele können [205] entnommen werden. Hier wird deutlich, dass vor allem bei Anwendungen aus dem Bereich der leichten Traktion, zu der Scooter, Elektroroller/-mobile und kleine Motorräder zählen, der Trend in Richtung DMFC geht. Beim gewählten Energiespeicher greifen die aufgeführten Konzepte vornehmlich auf Batterien zurück. Bevorzugte Technologie ist hier die Bleibatterie, da sie geringe Kosten aufweist. Nur ein Konzept verwendet zur Hybridisierung einen Superkondensator. Für die Hybridisierungsart liegt hier analog zu den Brennstoffzellenhybriden aus dem Automobilbereich die Präferenz bei der aktiven Hybridisierung. Nur zwei Konzepte sind hier als passiver Hybrid ausgeführt. Der Hybridisierungsgrad ist aufgrund von fehlenden Daten nur für ein Konzept berechenbar. Dieser ist mit 85 % sehr groß.

⁴ Schaltungskonzepte beziehen sich auf Tabelle 2.15

⁵ Hybridisierungsgrad berechnet mit Gleichung (2.4)

Tabelle 2.17: Technikübersicht Brennstoffzellenhybride (Sonstige)

Bezeichnung	BZ	ESP	Hybrid	HG	Quellen
Scooter „JuMOVE“	DMFC (FZJ) 1,3 kW	Lithium (GAIA) 27 Ah @ 36 V	passiv Konzept I	N/A	[37] [216] [217]
Scooter „JuMOVE 2 nd “	DMFC (FZJ) 2 kW	Blei (N/A) 16 Ah @ 36 V	aktiv Konzept IV	N/A	[217]
Elektroroller „Evolution“	PEFC (ZSW) 250 W	Blei (N/A) 12 Ah @ 24 V	N/A	N/A	[218]
Elektromobil „StartLab Open“	DMFC (SFC) 2x 65 W	Blei (N/A) N/A	passiv Konzept I	N/A	[219] [220] [221]
Boot „H2Yacht“	PEFC (Ballard) 1,2 kW	Blei (N/A) 108 Ah @ 24 V	aktiv Konzept IV	N/A	[222]
Scooter „HYSYRIDER“	PEFC (N/A) 300 W	Batterie (N/A) 7,2 Ah	aktiv Konzept IV	N/A	[223]
Motorrad „FC-me“	DMFC (Yamaha) 500 W	Lithium (N/A) N/A	aktiv N/A	N/A	[224]
Boot „Zemship“	PEFC (Proton Motor) 100 kW	Blei (N/A) N/A	aktiv Konzept IV	N/A	[225] [226]
Go-Kart „Mark 2“	PEFC (Hydrogenics) 7 kW	Superkondensator (Maxwell) 40 kW	N/A	0,85	[227]
Scooter „ZES V“	PEFC (N/A) N/A	Lithium (N/A) N/A	N/A	N/A	[205]

2.4.4.3 Technikübersicht Flurförderfahrzeuge mit Brennstoffzellen

Nach [228] gibt es für Flurförderfahrzeuge 7 Klassen, wobei sich nur die Klassen I bis III auf Flurförderfahrzeuge mit Elektromotor beziehen. In Abbildung 2.31 sind beispielhafte Fahrzeuge der Klassen I bis III zu sehen. Danach ist der Horizontalkommissionierer der Klasse III zuzuordnen.

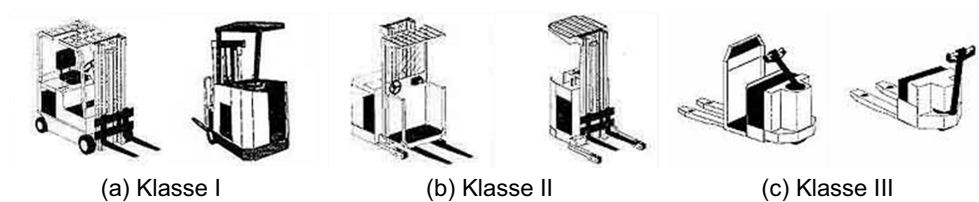


Abbildung 2.31: Klassen von Flurförderfahrzeugen (Quelle: [229])

Eine Technikübersicht für Flurförderfahrzeuge mit Brennstoffzelle zeigt Tabelle 2.18. Die Berechnung des Hybridisierungsgrades (HG) und die Beschreibung der Hybridart erfolgt analog zu Kapitel 2.4.4.2.

Tabelle 2.18: Technikübersicht Flurförderfahrzeuge mit Brennstoffzelle

Bezeichnung	Klasse	BZ	ESP	Hybrid	HG	Quellen
Toyota „FCHV-F“	I	PEFC (Toyota) 30 kW	Superkondensator (N/A)	N/A	N/A	[230] [231]
Hydrogenics „HyPX“	I	PEFC (Hydrogenics) 12 kW	Superkondensator (Maxwell) 27 kW	aktiv Konzept V	0,69	[232] [233]
General Hydrogen „Hydricity Pack“	I, II	PEFC (Ballard) N/A	Superkondensator (Maxwell) N/A	N/A	N/A	[234]
Still „R60 - Fuel Cell Powered“	I	PEFC (Proton Motor) 18 kW	Superkondensator (N/A) 30 kW	passiv Konzept II	0,63	[235] [236]
Proton Motor „PM Package MH30“	I	PEFC (Proton Motor) 10 kW	Superkondensator (Maxwell) + Batterie (Sanyo) 20 kW	aktiv N/A (Triple-Hybrid)	0,67	[237] [238] [239]
Hoppecke „BBH-MH Projekt“	I	PEFC (Nuvera) 6 - 8 kW	NiCd (Hoppecke) 40 - 50 kW	aktiv Konzept IV	0,86 - 0,87	[240] [241]
	II	PEFC (Nuvera) 2 - 5 kW	NiMH (Hoppecke) 12 - 25 kW		0,83 - 0,86	
Cellex Power	I, II, III	PEFC (Ballard) N/A	Batterie (N/A) N/A	aktiv Konzept IV	N/A	[242] [243] [244] [245]
H2 Logic	I, II	PEFC (Ballard) N/A	N/A	N/A	N/A	[246] [247]
MIAG „DMFC für Ex-Flurförderzeuge“	III	DMFC (TU Clausthal) 1,7 kW	Batterie (N/A) N/A	N/A	N/A	[248] [249]
Nuvera „ReadyPower“	I, II	PEFC (Nuvera) 5 - 9 kW	Blei (Deka) N/A	N/A	N/A	[250] [251] [252]
Oorja „OorjaPac“	II, III	DMFC (Oorja) 1,2 kW	Blei (N/A)	N/A	N/A	[253]
Exide	N/A	PEFC (Ballard) 1,63 kW	Blei (Exide) N/A	N/A	N/A	[254] [255]

PlugPower „GenDrive“	I	PEFC (Ballard) 10 -12 kW	Superkondensator (N/A) 28 kW	aktiv Konzept V	0,70 - 0,74	[256]
	III	PEFC (Ballard) N/A	Batterie (N/A) N/A	aktiv Konzept IV	N/A	[257]

Diese Übersicht zeigt, dass es bereits zahlreiche Konzepte und fertige Fahrzeuge gibt. Ein Schwerpunkt liegt auf Systemen für Fahrzeuge der Klasse I. Als Brennstoffzellen werden hauptsächlich PEFCs eingesetzt. Für die in dieser Arbeit betrachteten Fahrzeuge der Klasse III existieren vier Konzepte. Bei den zwei Konzepten von Cellex Power und PlugPower werden PEFCs verwendet. Die DMFC wird, analog zum Hybridsystem in dieser Arbeit, bei den zwei Konzepten von MIAG und Oorja Protonics gewählt. Die Vorteile der DMFC überwiegen nur bei Fahrzeugen der Klassen II und III. Bei Fahrzeugen der Klasse I fällt der Nachteil der im Vergleich zur PEFC geringeren Leistungsdichte höher ins Gewicht. Bezüglich des Energiespeichers liegt eine leichte Präferenz auf Batterien. Superkondensatoren kommen hauptsächlich bei Fahrzeugen der Klasse I zum Einsatz, da sie hier aufgrund ihrer höheren Leistungsdichte Vorteile haben. Ähnlich zu den Brennstoffzellenhybriden aus Kapitel 2.4.4.2 sind hier die Flurförderfahrzeuge hauptsächlich als aktive Hybride ausgeführt. Der berechnete Hybridisierungsgrad nimmt Werte größer 63 % an. Dieser hohe Wert hängt damit zusammen, dass bei diesen Anwendungen die Spitzenleistungen größer sind als die Durchschnittsleistung. Liefert die Brennstoffzelle die Durchschnittsleistung und decken die Energiespeicher die Spitzenleistungen ab, folgt der berechnete hohe Hybridisierungsgrad.

2.5 Regelung

In Kapitel 2.4 wurde erläutert wie sich eine Brennstoffzelle und ein Energiespeicher indirekt über einen DC/DC-Wandler koppeln lassen. Bei dieser indirekten Kopplung muss eine Regelung entwickelt werden, die den gesamten Leistungsbedarf auf Brennstoffzelle und Energiespeicher aufteilt. Die für diese Arbeit wichtigsten Grundlagen zur Regelung sind in diesem Kapitel zusammengestellt.

2.5.1 Regelung und Steuerung

Der Unterschied zwischen Regelung und Steuerung wird anhand von Abbildung 2.32 erläutert, in der folgende Größen verwendet werden:

- w : Sollwert (= Führungsgröße)
- e : Regelabweichung
- u : Stellgröße
- y : Ausgangsgröße (= Regelgröße)

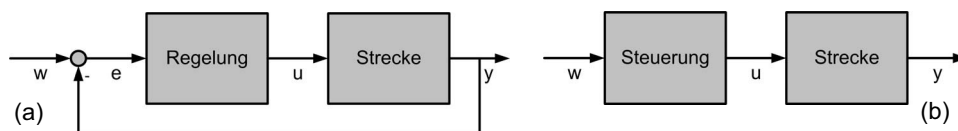


Abbildung 2.32: Blockdiagramm Regelung (a) und Steuerung (b)

Die daraus resultierenden wesentlichen Unterschiede zeigt nach [258, S. 20] Tabelle 2.19 auf. Danach handelt es sich bei einer Regelung um einen geschlossenen Regelkreis, bei dem die Ausgangsgröße gemessen und zurückgeführt wird. Die Steuerung stellt nach Abbildung 2.32 (b) eine offene Wirkungskette ohne Messung der Ausgangsgröße dar. Die Regelung kann allen Störungen entgegenwirken, wobei die Steuerung nur Störungen erfasst und ausgleicht, die auch gemessen werden. Durch die Rückführung der Ausgangsgröße reagiert die Regelung erst, wenn es zu einer Abweichung zur Sollgröße kommt. Die Steuerung hat hier Vorteile, da sie sehr schnell reagieren kann. Eine Regelung ist zu bevorzugen, wenn das betrachtete System instabil ist. Eine Steuerung ist für diesen Einsatzfall unbrauchbar.

Tabelle 2.19: Vergleich von Regelung und Steuerung

Regelung	Steuerung
geschlossener Regelkreis	offene Wirkungskette
Ausgangsgröße wird gemessen und verglichen	Ausgangsgröße wird nicht gemessen
wirkt allen Störungen entgegen	reagiert nur auf Störungen, die gemessen werden
reagiert erst, wenn Abweichung zwischen Sollwert und Regelgröße	reagiert schnell
Einsatz bei instabilen Systemen	bei instabilen Systemen unbrauchbar

2.5.2 Regleransätze für eine nichtlineare Regelstrecke

Zur Regelung einer nichtlinearen Regelstrecke kommen verschiedene Reglertypen in Frage, die Abbildung 2.33 zu entnehmen sind. Die einzelnen Reglertypen unterscheiden sich primär dahingehend, ob sie auf einem linearen oder nichtlinearen Ansatz basieren. Wie später in Kapitel 4.3 gezeigt wird, handelt es sich bei dem zu regelnden System um eine nichtlineare Regelstrecke. Nachfolgend werden der PID-Regler und der Kennfeldregler genauer betrachtet, da beide im gewählten Regelungskonzept in Kapitel 5.3 verwendet werden.

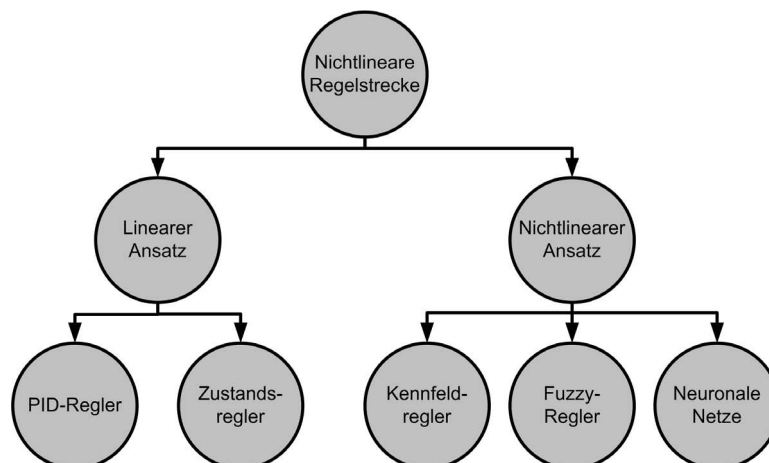


Abbildung 2.33: Regleransätze für nichtlineare Regelstrecke (nach [259])

2.5.3 PID-Regler und Kennfeldregler

2.5.3.1 PID-Regler

Ein PID-Regler besteht aus der Parallelschaltung eines Proportional- (P), eines Integral- (I) und eines Differential-Reglers (D). Die Regelabweichung $e(t)$ und die daraus berechnete Stellgröße $u(t)$ hängen wie folgt zusammen: [260]

$$u(t) = K \cdot \left[\underbrace{e(t)}_P + \frac{1}{T_1} \cdot \underbrace{\int e(t) dt}_I + T_2 \cdot \underbrace{\dot{e}(t)}_D \right] \quad (2.53)$$

Die einzelnen Anteile zeichnen sich nach [260] durch folgende Eigenschaften aus:

- Proportional-Regler:
Wegen des fehlenden Zeitverhaltens reagiert der Proportional-Regler unmittelbar. Wird er nicht mit einem Integral-Regler kombiniert, folgt mit einem reinen Proportional-Regler eine bleibende Regelabweichung.
- Integral-Regler:
Da die Verstärkung K/T_1 des Integral-Reglers theoretisch unendlich werden kann, handelt es sich um einen genauen aber langsamen Regler. Im Gegensatz zum reinen Proportional-Regler regelt ein Integral-Regler ohne bleibende Regelabweichung.
- Differential-Regler:
Im Gegensatz zu einem Proportional- oder Integral-Regler reagiert ein Differential-Regler nicht auf eine Regelabweichung, sondern nur auf deren Änderungsgeschwindigkeit. Der Differential-Regler wird nur zusammen mit Proportional-Reglern und/oder Integral-Reglern verwendet.

2.5.3.2 Kennfeldregler

Nach [261] wird ein funktionaler Zusammenhang zwischen Ein- und Ausgangsgrößen als Kennfeld bezeichnet. Ist das Argument dieses funktionalen Zusammenhangs eindimensional, folgt aus dem mehrdimensionalen Kennfeld ein eindimensionales Kennfeld, das einer Kennlinie entspricht. Beide eignen sich nach Kapitel 2.5.2 zur Regelung einer nichtlinearen Regelstrecke. Wird der Regelungsblock in Abbildung 2.32 (a) durch einen Kennfeldregler ersetzt, folgt nach [262] der in Abbildung 2.34 dargestellte Regelkreis. Im Unterschied zum klassischen Regelkreis findet hier kein Vergleich des Soll- und Istwertes statt. Stattdessen wird die Regelgröße direkt auf den Kennfeldregler zurückgeführt. Daher heißt diese Regelungsstruktur nach [263, S. 9] auch Steuerung mit Rückführung.

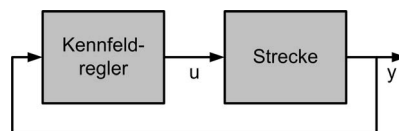


Abbildung 2.34: Regelkreis mit Kennfeldregler

Kennfelder können auf zwei verschiedene Arten realisiert werden. In der ersten Möglichkeit approximieren nach [264] Polynome ein gemessenes Kennfeld. Eine zweite Möglichkeit ist nach [265] die Abspeicherung in Form von Tabellen. Durch Interpolation der

abgespeicherten Messwerte ist es möglich, die gewünschten Werte aus dem Kennfeld zu ermitteln. Hierfür werden zwei Arten von Kennfeldern unterschieden, die in Abbildung 2.35 aufgeführt sind:

- Rasterkennfeld: Stützstellen sind einem festen Raster zugeordnet
- Assoziativkennfeld: Anpassung der Stützstellenpositionen an lokale Genauigkeitsanforderungen → unregelmäßige Stützstellenverteilung

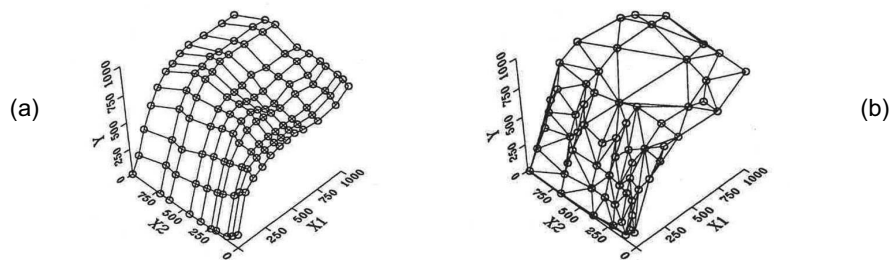


Abbildung 2.35: Rasterkennfeld (a) und Assoziativkennfeld (b) (Quelle: [265])

Kennfelder kommen z. B. bei einem Common-Rail-Verbrennungsmotor zum Einsatz. Im Motorsteuerungsgerät ist hierfür ein Kennfeld hinterlegt, in dem die Ansteuerdauer der piezoelektrischen Injektoren als Funktion des Common-Rail-Drucks und der Einspritzmenge angegeben ist [266].

2.5.3.3 Vergleich PID-Regler und Kennfeldregler

In Tabelle 2.20 sind verschiedene Vergleichskriterien aufgeführt, die Vor- und Nachteile des jeweiligen Reglers beschreiben.

Tabelle 2.20: Vergleich PID-Regler und Kennfeldregelung

Vergleichskriterium	Kennfeldregler	PID-Regler
Reglerentwurf [265]	Keine detaillierten Modellkenntnisse erforderlich	oft aufwendige mathematische Modellrechnung
Anwendung auf lineare Strecke [259]	Vorteil bei Nichtlinearitäten	Problematisch hinsichtlich Stabilität und Regelgeschwindigkeit
Realisierung [267]	oft hoher Aufwand bei Ermittlung der Kennfelddaten	einfache Realisierung
Änderung in Systemeigenschaften [261]	keine Anpassung möglich bei abgespeicherten Kennfeldern	Messung des aktuellen Istwertes → gute Anpassung
Rechenzeitbedarf [268]	Rasterkennfelder: kaum Rechenzeitbedarf	mathematische Berechnungen
Speicherplatzbedarf [268]	Speicherbedarf steigt exponentiell mit der Kennfelddimension an	kaum Speicherbedarf

3 Charakterisierung der betrachteten Anwendung

3.1 Motivation

In dieser Arbeit wird ein Horizontalkommissionierer betrachtet, dessen Daten [269] zu entnehmen sind. Ziel ist es, ein Hybridisierungskonzept für diese Anwendung zu entwickeln. Der Horizontalkommissionierer wird charakterisiert, um daraus Anforderungen für das DMFC-Hybridssystem ableiten zu können. Da das zu entwickelnde Hybridssystem das gleiche Verhalten wie die im Originalfahrzeug eingesetzte Bleibatterie haben soll, muss das elektrische Verhalten des Horizontalkommissionierers im Fahrbetrieb identifiziert werden. Um diese Fragen zu beantworten, wird zuerst mithilfe von Fahrtests das Verhalten beim Anfahren, bei Konstantfahrt, beim Bremsen und beim Heben einer Last ermittelt. Anschließend wird ausgehend von einem Standardfahrzyklus ein charakteristischer Fahrzyklus abgeleitet und mit Ergebnissen aus Langzeitmessungen im Realbetrieb verglichen.

3.2 Fahrtests

3.2.1 Versuchsbeschreibung

Die Fahrtests werden jeweils im unbeladenen Zustand, mit einer Beladung von 1 t und mit der maximalen Beladung von 2 t [269] gefahren. Messwerte sind sowohl die Batteriespannung als auch der Batteriestrom, der dem Strom des Fahrmotors entspricht. Die Abtastrate ist für alle Fälle 40 ms. Die Messung des Batteriestromes erfolgt über einen Shunt. Das Vorzeichen des Batteriestromes, ist wie folgt definiert:

- $I_{\text{Bat}} > 0 \rightarrow$ Batterie wird entladen
- $I_{\text{Bat}} < 0 \rightarrow$ Batterie wird geladen

3.2.2 Anfahren, Konstantfahrt und Bremsen

In Abbildung 3.1 ist der Verlauf eines Anfahrvorganges, einer Konstantfahrt und eines Bremsvorganges für eine Beladung von 1 t zu sehen. Hieraus wird der charakteristische Verlauf des Anfahr- und Bremspeaks deutlich. Der Strom beim Anfahren ist etwa viermal größer als der Strom bei der Konstantfahrt. Der große Rückspeisestrom beim Bremsen hat seine Ursache darin, dass der Horizontalkommissionierer über keine mechanische Bremse verfügt [269], sondern seine gesamte kinetische Energie durch generatorisches Bremsen umwandeln muss.

Die ermittelten maximalen Ströme beim Anfahren, bei Konstantfahrt und beim Bremsen, sowie die maximale Dauer des Anfahr- bzw. Bremspeaks sind für unterschiedliche Beladungen Tabelle 3.1 zu entnehmen. Die maximalen Ströme beim Anfahren und Bremsen sind unabhängig von der Beladung. Mit zunehmender Beladung wird die Peakdauer hingegen größer. Die Stromaufnahme bei Konstantfahrt für eine Beladung von 2 t entspricht dem Wert, der in [269] angegeben ist.

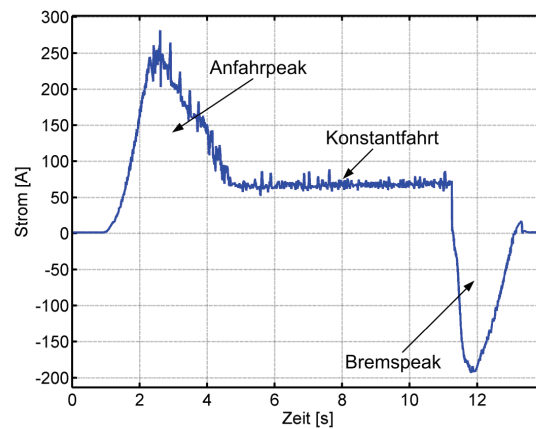


Abbildung 3.1: Anfahrpeak, Konstantfahrt und Bremspeak für 1 t Beladung

Tabelle 3.1: Maximale Ströme und Peakdauer (Anfahren, Konstantfahrt, Bremsen)

Phase		Beladung		
		0 t	1 t	2 t
Anfahrpeak	Strom [A]	300	300	300
	Dauer [s]	2,6	3,7	5,4
Bremspeak	Strom [A]	-200	-200	-200
	Dauer [s]	1,1	1,8	2,1
Konstantfahrt	Strom [A]	70	80	100

3.2.3 Heben

In Abbildung 3.2 ist der Verlauf eines Hebevorganges in unbeladenem Zustand zu sehen. Der gesamte Hebevorgang setzt sich aus einem sehr kurzen und hohen Hebepeak und dem anschließenden eigentlichen Hebevorgang zusammen. Die maximale Stromaufnahme und Dauer des Hebepeaks und des Hebevorganges zeigt für drei unterschiedliche Beladungen Tabelle 3.2. Der maximale Peakstrom ist unabhängig von der Beladung und ist charakteristisch für den verwendeten Hubmotor. Die Dauer des Hebepeaks liegt jeweils im Bereich von wenigen Millisekunden. Für den eigentlichen Hebevorgang ist die Stromaufnahme sehr stark von der Beladung abhängig. Die Dauer variiert dagegen nur gering mit der Beladung.

Tabelle 3.2: Maximale Ströme und maximale Dauer (Heben)

Phase		Beladung		
		0 t	1 t	2 t
Hebepeak	Strom [A]	570	570	570
	Dauer [s]	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Heben	Strom [A]	55	90	125
	Dauer [s]	1,6	1,8	2,0

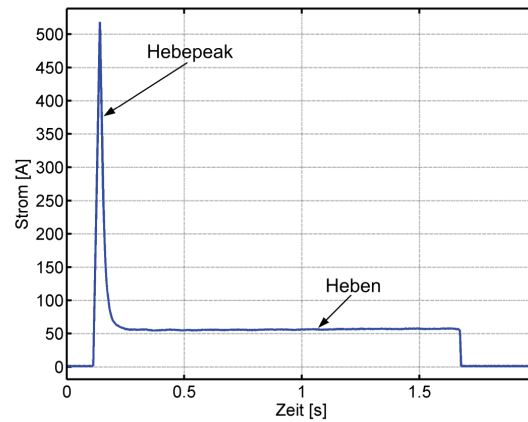


Abbildung 3.2: Hebepeak und Heben für 0 t Beladung

3.3 Standardzyklus

Um den Energieverbrauch des Horizontalkommissionierers festzustellen, wird ein Fahrzyklus benötigt. Nach [269] beträgt der Energieverbrauch im VDI-Zyklus 760 Wh pro Stunde. Wie dieser Standardzyklus laut Norm definiert ist und wie er mithilfe der Erkenntnisse aus Kapitel 3.2 angenähert werden kann, wird im Anschluss ausgeführt.

3.3.1 Definition

Der VDI-Zyklus ist in der VDI Richtlinie Nr. 2198 [270] für alle Arten von Flurförderfahrzeugen definiert. Um den Energieverbrauch zu ermitteln, ist das Fahrzeug eine Stunde mit Nennlast ohne Pause nach diesem VDI-Zyklus zu bewegen. Grundelement ist das Arbeitsspiel. Je nach Typenklasse muss eine bestimmte Anzahl von Arbeitsspielen in einer Stunde gefahren werden. Für die Typenklasse Horizontalkommissionierer sind es nach [270] 20 Arbeitsspiele. Daraus folgt für das Arbeitsspiel eine Dauer von 180 s. Die Fahrstrecke für ein Arbeitsspiel verdeutlicht Abbildung 3.3. Der Abstand zwischen den Punkten A und B beträgt für die Typenklasse Horizontalkommissionierer 30 m.

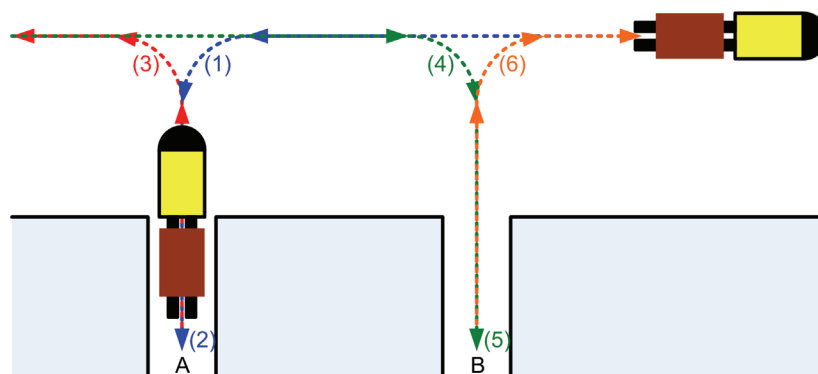


Abbildung 3.3: Arbeitsspiel VDI-Zyklus (nach [270])

Dieses Arbeitsspiel ist wie folgt definiert:

- (1): Vorwärtsfahrt bis A
- (2): Senken und Heben der Last
- (3): Rückwärtsfahrt
- (4): Vorwärtsfahrt bis B
- (5): Senken und Heben der Last
- (6): Rückwärtsfahrt

3.3.2 Näherung und Parametervariation

Die Definition des VDI-Zyklus besagt ganz allgemein, dass die Fahrgeschwindigkeit so anzupassen ist, dass die Fahrzeit pro Arbeitsspiel 180 s beträgt. Um zu bestimmen, wie ein Arbeitsspiel zu fahren ist, wird dieses mit den Erkenntnissen aus Kapitel 3.2.2 und Kapitel 3.2.3 angenähert. Dazu werden die ermittelten Anfahr-, Brems- und Hebepeaks durch Dreiecke nachgebildet, die durch die Peakdauer und die Peakhöhe festgelegt sind. Ein Arbeitsspiel ist aus diesen festen Elementen zusammengesetzt. Zwischen diesen Elementen werden Pausen definiert, die variabel gestaltet werden können. Weitere variable Größen sind die Fahrdauer und die Leistungsaufnahme der Konstantfahrt. Die Leistungsaufnahme der Konstantfahrt bestimmt die Fahrgeschwindigkeit. In Tabelle 3.3 sind die einzelnen Phasen zusammengestellt, aus denen ein angenähertes Arbeitsspiel besteht. Jede Phase ist durch eine entsprechende Dauer, die alle in der Summe 180 s ergeben müssen, und Leistungsaufnahme definiert. Die Werte für den Anfahr-, Brems- und Hebepeak sowie den Hebevorgang können Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2 entnommen werden. Da das Arbeitsspiel nach [270] mit maximaler Beladung gefahren werden muss, werden die Werte für die Beladung mit 2 t gewählt. Für die Leistungsaufnahme wird neben den oben definierten Peakströmen der zugehörige Spannungseinbruch und -anstieg der Originalbatterie hinzugezogen. Diese Werte sind in Tabelle 3.4 angegeben.

Die Variablen P_{Konstant} , t_{Konstant} , t_{Pause1} und t_{Pause2} können in einer Parametervariation so gewählt werden, dass sich für den Fahrzyklus ein Energieverbrauch von etwa 760 Wh pro Stunde ergibt. In einem ersten Schritt wird angenommen, dass die Geschwindigkeit der Konstantfahrt der maximalen Geschwindigkeit des Fahrzeugs entspricht. Für diesen Fall gilt für die Variable P_{Konstant} der ermittelte Wert von 2370 W aus Tabelle 3.4. Die restlichen Variablen können Tabelle 3.5 entnommen werden. Damit ist für diesen angenäherten VDI-Zyklus in Abbildung 3.4 die berechnete Durchschnittsleistung 763 W. Die Phasen (1) bis (6) entsprechen den jeweiligen Phasen aus Abbildung 3.3.

In einer weiteren Parametervariation wird die Leistungsaufnahme während der Konstantfahrt verändert. Die Ergebnisse sind Tabelle 3.6 zu entnehmen. Die beiden angenäherten Fahrzyklen zeigt Abbildung 3.5. Für Variation 2 ist die Durchschnittsleistung 764 W und für Variation 3 beträgt sie 759 W.

Tabelle 3.3: Phasen des angenäherten Arbeitsspiels

Bezeichnung aus Abbildung 3.3	Phase	Leistung	Dauer
	Pause 1	0 W	t_{Pause1}
(1)	Anfahrpeak	6840 W	5,40 s
	Konstantfahrt	P_{Konstant}	t_{Konstant}
	Bremspeak	-5340 W	2,10 s
	Pause 2	0 W	t_{Pause2}
(2)	Hebepeak	12084 W	0,04 s
	Heben	2988 W	2,00 s
	Pause 2	0 W	t_{Pause2}
(3)	Anfahrpeak	6840 W	5,40 s
	Bremspeak	-5340 W	2,10 s
	Pause 1	0 W	t_{Pause1}
(4)	Anfahrpeak	6840 W	5,40 s
	Konstantfahrt	P_{Konstant}	t_{Konstant}
	Bremspeak	-5340 W	2,10 s
	Pause 2	0 W	t_{Pause2}
(5)	Hebepeak	12084 W	0,04 s
	Heben	2988 W	2,00 s
	Pause 2	0 W	t_{Pause2}
(6)	Anfahrpeak	6840 W	5,40 s
	Bremspeak	-5340 W	2,10 s
			180,00 s

Tabelle 3.4: Strom, Spannung und Leistung für 2 t Beladung

	Strom [A]	Spannung [V]	Leistung [W]
Anfahrpeak	300	22,8	6840
Konstantfahrt	100	23,7	2370
Bremspeak	-200	26,7	-5340
Hebepeak	570	21,2	12084
Heben	125	23,9	2988

Tabelle 3.5: Parametervariation VDI-Zyklus (maximale Leistung der Konstantfahrt)

Variable	Variation 1
P_{Konstant}	2370 W
t_{Konstant}	11,8 s
t_{Pause1}	4,0 s
t_{Pause2}	28,6 s

3 Charakterisierung der betrachteten Anwendung

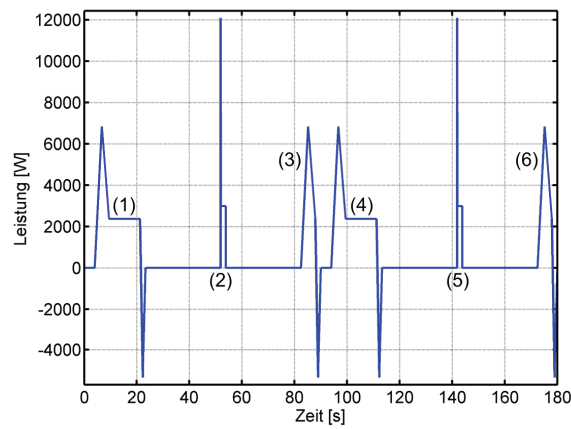


Abbildung 3.4: Parametervariation VDI-Zyklus (Variation 1)

Tabelle 3.6: Parametervariation VDI-Zyklus (Variation der Konstantfahrt)

Variable	Variation 2	Variation 3
P_{Konstant}	1200 W	600 W
t_{Konstant}	27 s	57 s
t_{Pause1}	4 s	2 s
t_{Pause2}	21 s	7 s

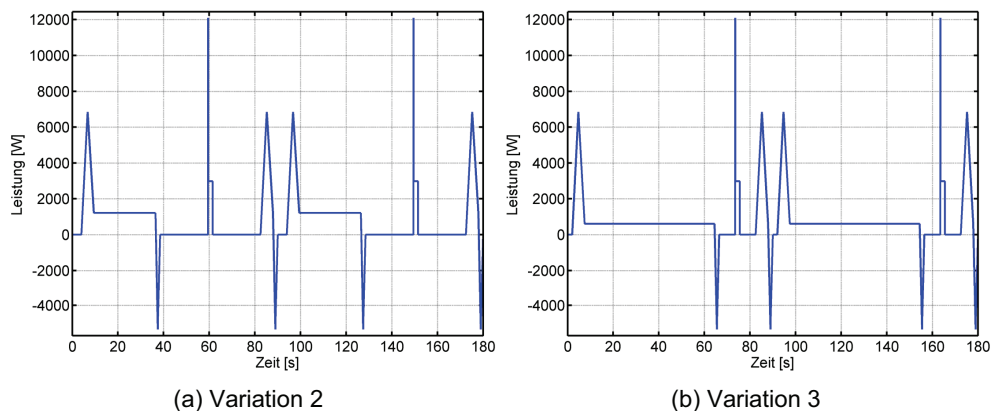


Abbildung 3.5: Parametervariation VDI-Zyklus (Variation 2 und Variation 3)

Der Vergleich der drei angenäherten VDI-Zyklen zeigt, dass der VDI-Zyklus nur gefahren werden kann, wenn bei maximaler Geschwindigkeit lange Pausen eingelegt werden oder bei kurzen Pausen mit kleiner Geschwindigkeit gefahren wird. Da in einem realistischen Betrieb der Fahrer bestrebt sein wird, mit maximaler Geschwindigkeit zu fahren, ist der im ersten Schritt angenäherte VDI-Zyklus wirklichkeitsnah. Die zweite und dritte Variation sind unrealistisch, da die Leistungsaufnahme der Konstantfahrt einer kleinen Geschwindigkeit entspricht, die in der Realität nicht auftritt. Für das weitere Vorgehen wird der erste angenäherte VDI-Zyklus aus Abbildung 3.4 als realistischer VDI-Zyklus angenommen und kann für Vergleichszwecke herangezogen werden.

3.4 Langzeitmessungen

3.4.1 Motivation und Vorbemerkungen

Der vorgestellte VDI-Zyklus wird dazu verwendet, Energieverbräuche verschiedener Flurförderfahrzeuge miteinander vergleichen zu können. Um den realistischen Fahrbetrieb eines Horizontalkommissionierers zu ermitteln, werden nachfolgend Langzeitmessungen vorgestellt, die an einem Fahrzeug bei einem charakteristischen Anwender ermittelt wurden. Mithilfe dieser Messergebnisse wird die Frage beantwortet, ob der VDI-Zyklus eine praktische Bedeutung hat. Zusätzliche Informationen, die sich nur aus einem Langzeitverhalten ableiten lassen, dienen als Grundlage für die Entwicklung des Hybridisierungskonzeptes in Kapitel 5. Für die Langzeitmessungen wird analog zu Kapitel 3.2.1 eine Messwerterfassung und –aufzeichnung für den Batteriestrom und die Batteriespannung im Fahrzeug installiert. Der Fahrstrom wird hier mit einem bidirektionalen Hall-Sensor [271] gemessen, um die Umrüstzeit am Fahrzeug gering zu halten. Für die geplante Messung über vier Tage soll ein Mittelweg zwischen Genauigkeit und Datenmenge gefunden werden. Deswegen wurde in Vorversuchen ermittelt mit welcher Abtastrate die Messwerte erfasst werden müssen, um einen Informationsverlust zu vermeiden. Diese Vorversuche ergaben eine Abtastrate von mindestens 50 ms.

3.4.2 Beschreibung Einsatzfall

Der eingesetzte Horizontalkommissionierer wird beim betrachteten Anwender im sogenannten klassischen Kommissionierbetrieb gefahren. Eine beispielhafte Fahrroute durch die einzelnen Regalreihen zeigt Abbildung 3.6. Die Regalreihen sind parallel in der Halle angeordnet. Der Fahrer nimmt zu Beginn seiner Tour eine leere Palette auf und steuert anschließend sein Fahrzeug slalomförmig durch die einzelnen Regalreihen. Je nach Kommissionierauftrag hält der Fahrer an verschiedenen Stationen an, steigt vom Fahrzeug und belädt das Fahrzeug von Hand mit der entsprechenden Ware. Die Anzahl der Stopps und der Fahrweg zwischen den einzelnen Ladestationen sind abhängig vom jeweiligen Kommissionierauftrag. Am Ende seiner Tour stellt der Fahrer die fertig kommissionierte Palette an einer Sammelstelle ab und startet einen neuen Kommissionierauftrag. Dieser Einsatzfall ist durch viele Anfahr- und Bremsvorgänge gekennzeichnet, die Last wird hingegen nur sehr selten gehoben.

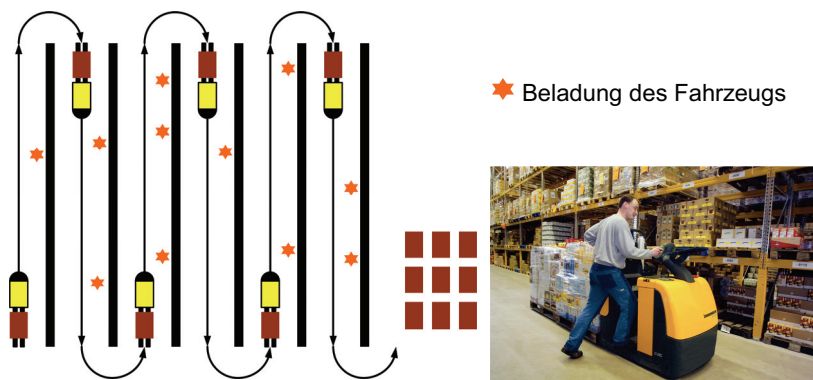


Abbildung 3.6: Einsatzfall Kommissionierbetrieb

3.4.3 Werkzeug zur Auswertung der Langzeitmessungen

Pro Messwert liegen die aufgezeichneten Daten als eigene Textdatei vor. Hier sind in der ersten Spalte das Datum, in der zweiten Spalte die Uhrzeit und in der dritten Spalte der Messwert abgespeichert. Die Zeitvektoren für Fahrstrom und Batteriespannung haben wegen der sequentiellen Abspeicherung einen Zeitversatz von 50 ms. In Matlab/Simulink wurde ein Programm erstellt, um die Messdaten zu verarbeiten und auszuwerten. Dieses führt die folgenden Schritte aus:

- Einlesen der Textdateien mit Messwerten
- Zeitvektoren anpassen
- Datenstruktur für Simulink erstellen
- Simulink starten
- Berechnungen in Simulink
- Simulink beenden
- Berechnungen in Matlab
- Diagramme erstellen
- Ausgabe von Werten

Die einzelnen Berechnungen in Simulink und Matlab sind im Anhang in Kapitel 9.1 genauer erläutert.

3.4.4 Ergebnisse der Auswertung

Bei den Langzeitmessungen wurden über einen Zeitraum von 4 Tagen Messwerte aufgezeichnet. Der gemessene Batteriestrom und die gemessene Batteriespannung sind in Abbildung 3.7 bis Abbildung 3.8 dargestellt. Die Batterieleistung, die aus den ermittelten Messwerten berechnet wird, ist hier zusätzlich aufgeführt. Strom, Spannung und Leistung an der Batterie entsprechen den Größen am Fahrmotor. Es existieren Daten über 72 h durchgehend für drei Messtage und weitere Messwerte über 8 h aus einem Vorversuch am ersten Messtag. Im betrachteten Fahrzeug kommt eine 560 Ah Bleibatterie als Traktionsbatterie zum Einsatz [269]. An jedem Tag erfolgt ein Batteriewechsel, an dem die leere Batterie gegen eine volle ausgetauscht wird und in einer Ladestation aufgeladen werden muss. Beim Batteriewechsel ist in den Abbildungen deutlich der Sprung in der Batteriespannung zu erkennen, der aus dem Wechsel zu einer vollen Batterie folgt. Außerdem sind in den Abbildungen Bereiche markiert, die von einem Messartefakt des Hall-Sensors hervorgerufen werden. Der Hall-Sensor erhält bei diesem Versuchsaufbau die Spannungsversorgung direkt über die Fahrzeugbatterie. Nach [271] benötigt der Hall-Sensor eine minimale Versorgungsspannung von 20 V. Wenn die Batteriespannung wegen kurzzeitiger Belastung oder niedrigem Ladezustand unter 20 V fällt, kann der Hall-Sensor den Batteriestrom nicht mehr korrekt erfassen und schneidet die Strompeaks ab. Diese Bereiche werden in der späteren Auswertung extra betrachtet. Der dritte markierte Bereich kennzeichnet Zeiten, in denen das Fahrzeug ausgeschaltet war. Hier wird über die Fahrzeugelektronik auch die Messdatenerfassung von der Batteriespannung getrennt.

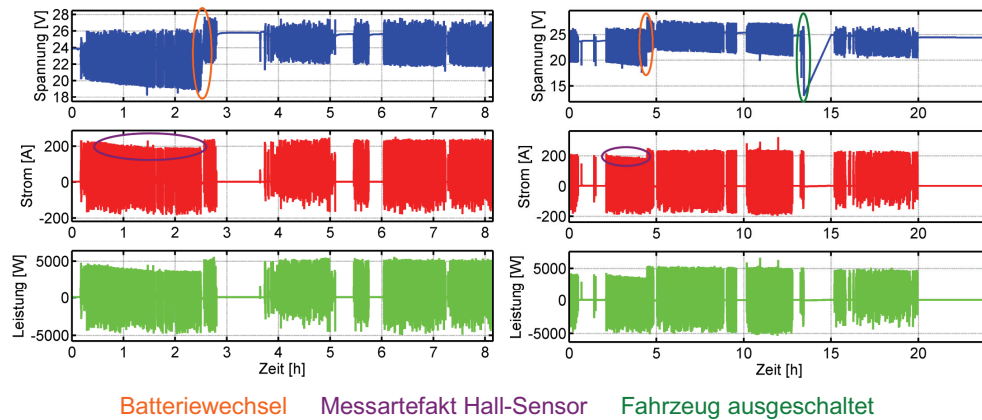


Abbildung 3.7: Verlauf Strom, Spannung und Leistung (Tag 1 und Tag 2)

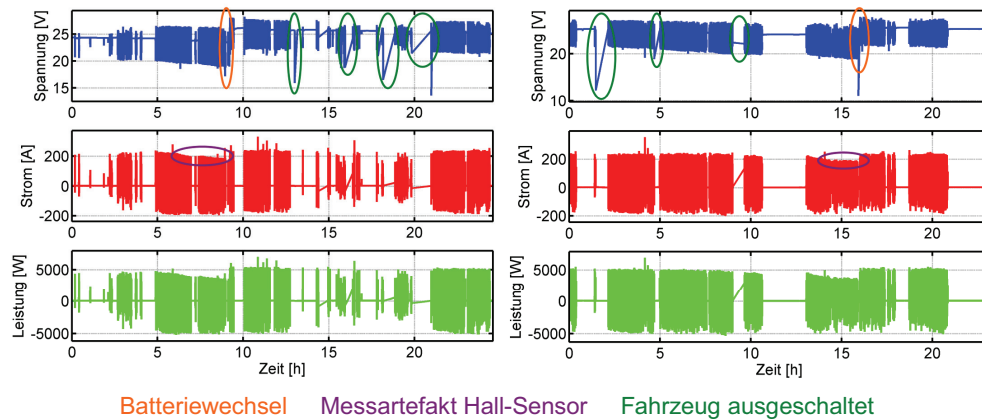


Abbildung 3.8: Verlauf Strom, Spannung und Leistung (Tag 3 und Tag 4)

In einem ersten Schritt werden mit dem Werkzeug zur Auswertung aus Kapitel 3.4.3 die einzelnen Tage analysiert. Die nach Gleichung (9.8) berechneten Durchschnittsleistungen sind Tabelle 3.7 zu entnehmen.

Tabelle 3.7: Durchschnittsleistungen Tag 1 bis Tag 4

	P_{Durchschnitt} [W]
Tag 1	419
Tag 2	322
Tag 3	298
Tag 4	404

Im Vergleich zur Durchschnittsleistung des VDI-Zyklus in Höhe von 760 W sind die Durchschnittsleistungen der vier Tage nur etwa halb so groß. Die Gründe hierfür werden nachfolgend genauer betrachtet. Am Beispiel von Tag 2 ist in Abbildung 3.9 die ermittelte Häufigkeitsverteilung der Leistung als Histogramm dargestellt. Die Berechnung der Häufigkeitsverteilung wird in Kapitel 9.1 beschrieben. Hier entfallen 80 % der Leistung auf

einen Bereich um den Nullpunkt, der auch die Stillstandsleistung berücksichtigt. Den ganzen Sachverhalt verdeutlicht außerdem Abbildung 3.10, in der die Anteile an der Gesamtfahrzeit für Fahren, Bremsen und Stillstand zu sehen sind. Diese Anteile werden nach Gleichung (9.16) bis (9.18) berechnet. Der Anteil für den Stillstand beträgt hier 72,5 % an der gesamten Fahrzeit. Das Anfahren kommt nur auf einen Anteil von 20,6 % und das Bremsen hat mit 6,9 % den geringsten Beitrag. Daher liegt die Durchschnittsleistung für Tag 2 unter dem Wert des VDI-Zyklus. Zusammenfassend können zwei wesentliche Gründe für den Unterschied in der Durchschnittsleistung genannt werden:

- häufige Pausen
- lange Pausen

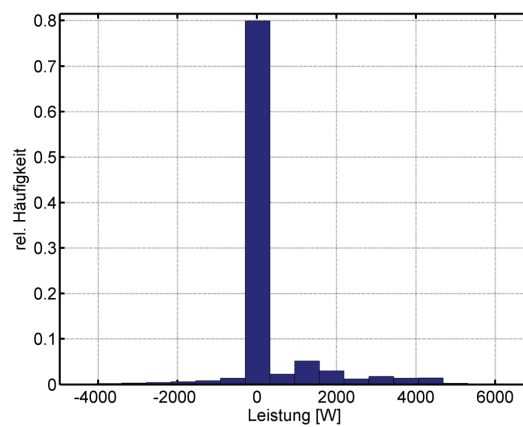


Abbildung 3.9: Histogramm Leistung (Tag 2)

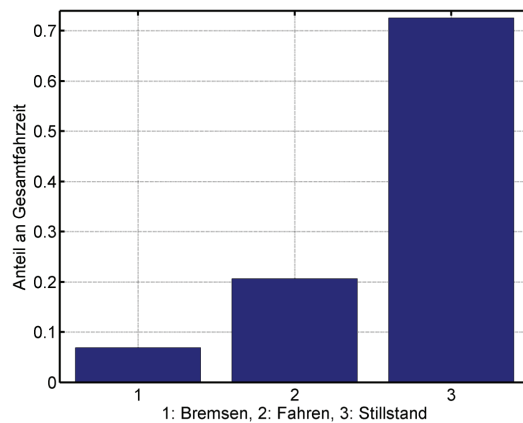


Abbildung 3.10: Anteil Fahren, Bremsen und Stillstand (Tag 2)

Aus dem Einsatzfall nach Kapitel 3.4.2 wird deutlich, dass im klassischen Kommissionierbetrieb wenige und kurze Pausen vorkommen. Die meisten Pausen bewegen sich im Minutenbereich, in denen der Fahrer die Ware auf die Palette lädt. Daher wird für das weitere Vorgehen definiert, dass von echter Nicht-Benutzung gesprochen wird, wenn die

Pausen größer als 3 min sind. Die restliche Zeit entspricht einem echten Kommissionierbetrieb.

Aus den Tagesverläufen werden Blöcke extrahiert, in denen Pausen kleiner als 3 min vorkommen. Ziel dieses Vorgehens ist es, die Blöcke analog zu den Tagesverläufen zu analysieren und die Ergebnisse erneut mit dem VDI-Zyklus zu vergleichen. Zur Identifikation der Blöcke mit den oben genannten Bedingungen eignet sich der gleitende Mittelwert. Die Berechnung wird im Anhang in Kapitel 9.1 genauer vorgestellt. In diesem Fall muss der gleitende Mittelwert MA über die vergangenen 3 min berechnet werden. Kommen in einem Abschnitt Pausen vor, die länger als 3 min sind, ist der gleitende Mittelwert gleich dem Eigenverbrauch des Fahrzeugs im Stillstand. Für den Anfang und das Ende der Blöcke gilt:

$$MA_{3\min} = P_{\text{Stillstand}} \quad (3.1)$$

Der gleitende Mittelwert und die Fahrleistung sind in Abbildung 3.11 für Tag 1 aufgeführt. Deutlich zu sehen sind hier die Bereiche, in denen der gleitende Mittelwert dem ermittelten Stillstandsverbrauch von etwa 70 W entspricht. Mithilfe der Regel zur Identifizierung des Blockanfangs und -endes nach Gleichung (3.1) lassen sich aus dem dargestellten Verlauf sechs Blöcke extrahieren, wie aus Abbildung 3.12 deutlich wird.

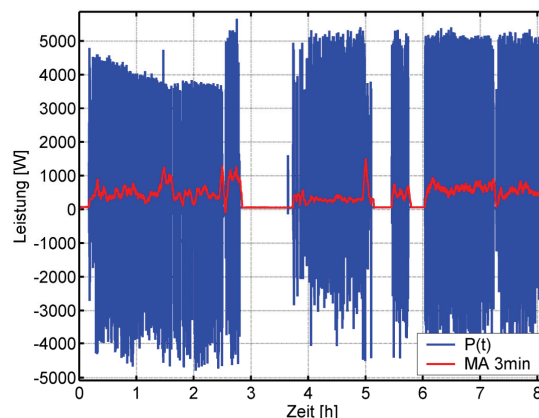


Abbildung 3.11: Gleitender Mittelwert 3 min über aktueller Fahrleistung (Tag 1)

Die Vorgehensweise für die restlichen drei Tage ist analog. Wird dieses Verfahren auf die restlichen Tage angewandt, führt dies zu insgesamt 41 Blöcken. Die Blöcke entsprechen Bereichen mit klassischem Kommissionierbetrieb. In einem ersten Schritt wird jeder dieser Blöcke hinsichtlich der Kriterien Durchschnittsleistung und Blockdauer analysiert. In Abbildung 3.13 ist die ermittelte Durchschnittsleistung der Blöcke über der zugehörigen Dauer aufgetragen. Die Blöcke sind hier in die folgenden drei Kategorien eingeteilt:

- Normal:
Hierbei handelt es sich um Blöcke, die die oben definierten Bedingungen erfüllen.
- Sonderfall:
Kommen in einem Block viele Pausen größer als 3 min kurz hintereinander vor, ist es nicht möglich diesen Block in noch kleinere Blöcke aufzuteilen.

3 Charakterisierung der betrachteten Anwendung

- Messartefakt Hall-Sensor:

Wie oben bei der tageweisen Auswertung beschrieben, kommt es zu Messartefakten des Hall-Sensors bei Unterschreitung einer Batteriespannung von 20 V. Wird dies bei der Auswertung registriert, wird der entsprechende Block dieser Kategorie zugeordnet.

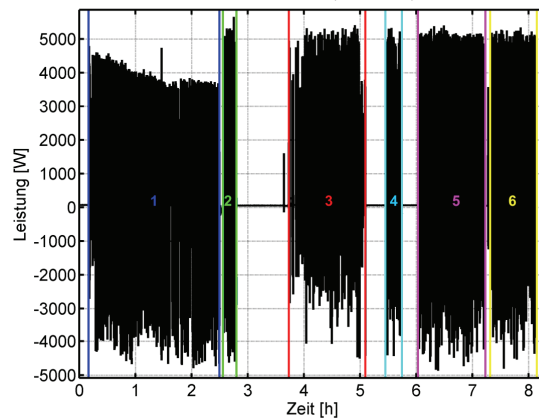


Abbildung 3.12: Extrahierte Blöcke mit klassischem Kommissionierbetrieb (Tag 1)

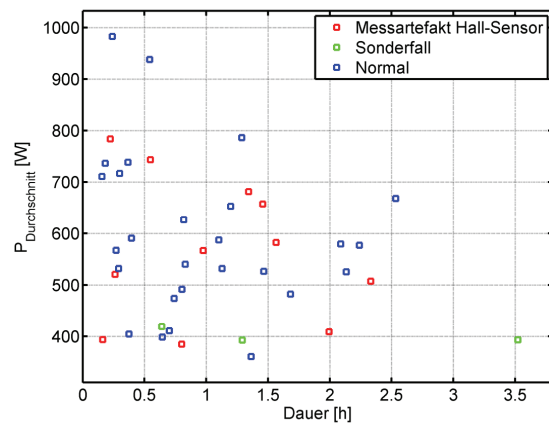


Abbildung 3.13: Analyse der Blöcke: Durchschnittsleistung und Dauer

Sowohl die Durchschnittsleistung als auch die Dauer variieren sehr stark, wie anhand der Werte aus Tabelle 3.8 deutlich wird.

Tabelle 3.8: Maximum, Mittelwert und Minimum von Durchschnittsleistung und Dauer

	Minimum	Mittelwert	Maximum
P_{Durchschnitt} [W]	361	575	982
Dauer [h]	0,16	1,05	3,52

Die Histogramme der Durchschnittsleistung und der Dauer in Abbildung 3.14 zeigen, dass 90 % der Blöcke eine Durchschnittsleistung kleiner als 780 W haben und nahezu alle Blöcke eine Dauer kleiner als 2,5 h aufweisen.

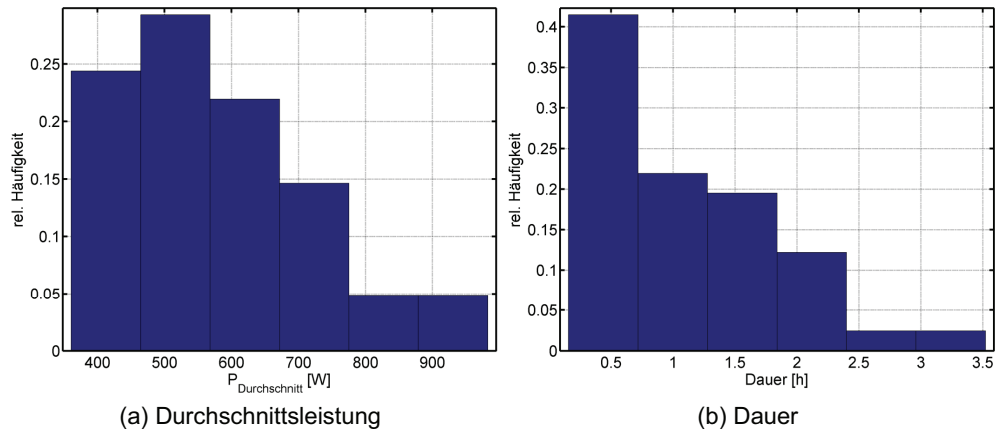


Abbildung 3.14: Histogramm der Durchschnittsleistung und der Dauer

Abbildung 3.15 zeigt die extrahierten 41 Blöcke aufsteigend sortiert nach ihrer Durchschnittsleistung. Die Zuordnung zu den einzelnen Farben folgt aus dem Histogramm der Dauer in Abbildung 3.14 und ist in Tabelle 3.9 aufgeführt.

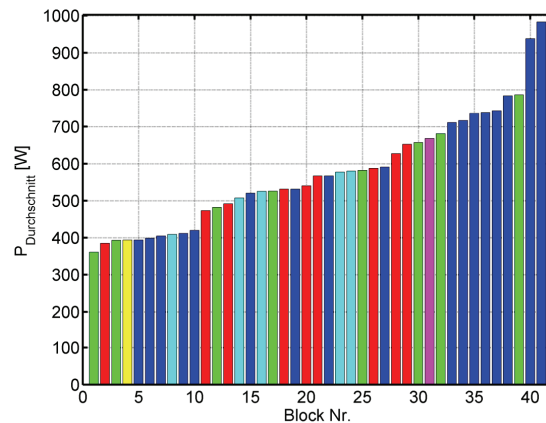


Abbildung 3.15: Blöcke nach aufsteigender Durchschnittsleistung sortiert

Tabelle 3.9: Farbliche Zuordnung der Zeitdauern

Farbe	Dauer [h]	Farbe	Dauer [h]
	[0; 0,71[[1,84; 2,40[
	[0,71; 1,28[[2,40; 2,96[
	[1,28; 1,84[[2,96; 3,52]

3.4.5 Diskussion der Ergebnisse

Aus Abbildung 3.15 wird ersichtlich, dass 39 von 41 Blöcken eine Durchschnittsleistung kleiner als 800 W haben. Dieser Wert entspricht den 760 W des VDI-Zyklus aus Kapitel 3.3.1. Der Rest der Blöcke hat eine Durchschnittsleistung größer als 900 W. Außerdem wird aus dieser Abbildung deutlich, dass alle Blöcke mit einer Dauer größer als 0,71 h eine Durchschnittsleistung kleiner als 700 W haben. Block 39 bildet mit einer Durchschnittsleistung von 786 W und einer Dauer von 1,29 h eine Ausnahme und entspricht am ehesten dem VDI-Zyklus. Dieser Block wird als Standardblock definiert. Um den Unterschied zwischen dem Standardblock und einem Block mit kleiner bzw. großer Durchschnittsleistung herauszuarbeiten, werden die Blöcke 1 und 41 mit dem Standardblock 39 anhand Kennzahlen aus Kapitel 3.4.3 verglichen. Die Ergebnisse sind Tabelle 3.10 zu entnehmen.

Tabelle 3.10: Vergleich Standardblock mit minimalem und maximalem Block

	Block 1	Block 39	Block 41
P_{max}	5305 W	4977 W	5514 W
P_{Durchschnitt}	361 W	786 W	983 W
P_{min}	-4464 W	-5281 W	-4617 W
I_{max}	241 A	237 A	238 A
I_{Durchschnitt}	15 A	38 A	41 A
I_{min}	-165 A	-199 A	-168 A
I_{Durchschnitt,laden}	-36 A	-71 A	-58 A
I_{Durchschnitt,entladen}	19 A	52 A	50 A
I_{Durchschnitt,laden,gesamt}	-3 A	-8 A	-5 A
I_{Durchschnitt,entladen,gesamt}	18 A	46 A	46 A
Anteil Fahren	26 %	48 %	67 %
Anteil Bremsen	7 %	12 %	8 %
Anteil Stillstand	67 %	40 %	25 %
Dauer	1,36 h	1,29 h	0,24 h

Der Unterschied in der Durchschnittsleistung spiegelt sich auch im Durchschnittsstrom wieder. Die maximalen und minimalen Ströme bzw. Leistungen hängen nicht mit der Durchschnittsleistung zusammen. Die Durchschnittsströme für Entladen und Laden, die sich nach Gleichung (9.10) und (9.11) bzw. Gleichung (9.13) und (9.14) entweder auf die gesamte Fahrdauer oder nur auf den Entlade- bzw. Ladefall beziehen, zeigen einen deutlichen Unterschied bei Block 1. Bei den Blöcken 39 und 41 sind die Durchschnittsentladeströme fast gleich. Bezogen auf den Ladefall ist ein Unterschied im Durchschnittsladestrom erkennbar. Der höhere Durchschnittsladestrom bei Block 39 hat seine Ursache im höheren Bremsanteil. Bei Block 41 ist der Fahranteil größer. Ganz deutlich wird auch der Unterschied bei Block 1, der mit 67 % den höchsten Stillstandsanteil hat. Dieser hohe Stillstandsanteil schlägt sich in der geringeren Durchschnittsleistung nieder. Den Unterschied im Anteil der Stillstandszeit verdeutlicht auch Abbildung 3.16. Für alle drei Blöcke ist jeweils die Häufigkeitsverteilung der Leistung dargestellt. Zum einen wird der Unterschied im Balken bei etwa 0 W ersichtlich. In dessen Höhe spiegelt sich der

Stillstandsanteil wider. Zum anderen kommt ein weiterer charakteristischer Balken bei etwa 1500 W vor, der bei Block 41 sehr stark ausgeprägt ist und für den hohen Fahranteil steht.

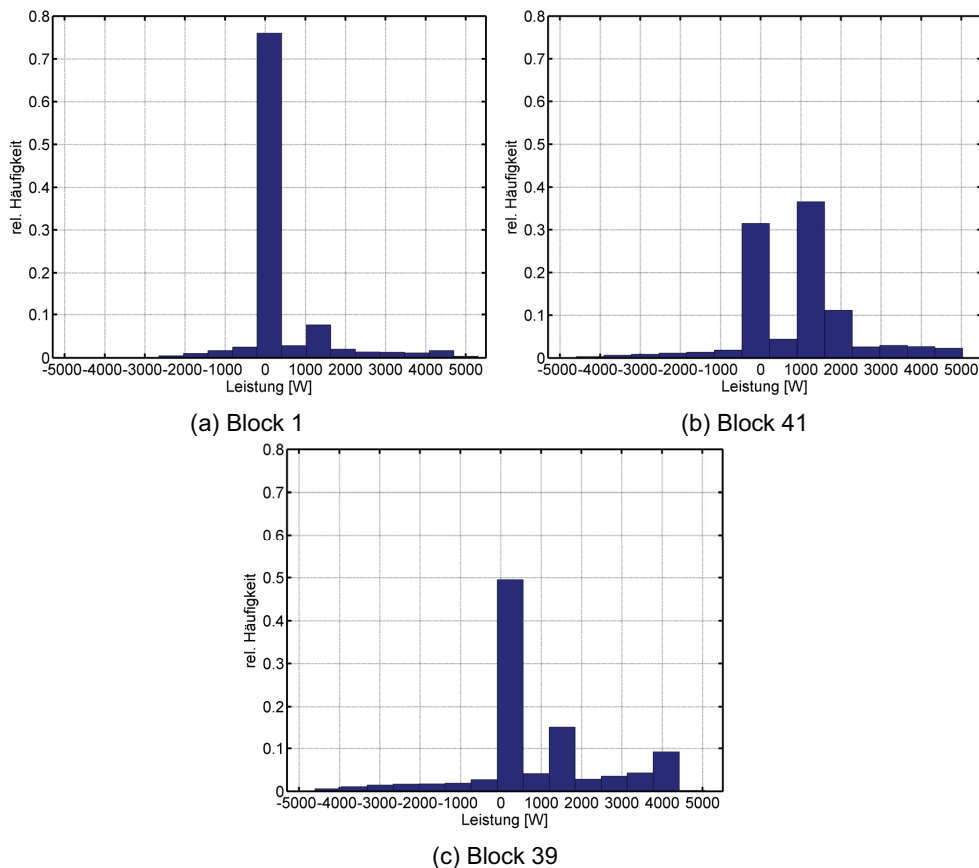


Abbildung 3.16: Histogramme Leistungen (Block 1, Block 41 und Block 39)

Aus den bisher betrachteten Ergebnissen wird ersichtlich, dass sich Block 41 vom Standardblock 39 hauptsächlich dadurch unterscheidet, dass der Fahranteil größer ist. Dies wird auch aus Abbildung 3.17 deutlich. Hier ist rechts der komplette Leistungsverlauf von Block 41 mit einer Dauer von 0,24 h aufgezeichnet. Vergleichend dazu zeigt das linke Bild einen Ausschnitt von etwa 0,24 h aus dem Leistungsverlauf von Block 39. Hierbei fällt auf, dass bei Block 41 viele Phasen mit einer konstanten Leistungsaufnahme von etwa 1500 W vorkommen. Hier fährt das Fahrzeug lange Strecken geradeaus, was im Histogramm aus Abbildung 3.16 (b) genau dem höheren Balken bei 1500 W entspricht. Im Gegensatz dazu ist der Leistungsverlauf von Block 39 dadurch gekennzeichnet, dass es sich hier um eine immer wiederkehrende Abfolge von Anfahr- und Bremspeaks gefolgt von kurzen Stillstandsphasen handelt. Lange Konstantfahrten, die bei Block 41 teilweise bis zu 2 min dauern, kommen hier nicht vor. Der Leistungsverlauf entspricht mit seiner genannten Abfolge von Anfahr-, Bremspeaks und Pausenzeiten genau dem Einsatzfall des Kommissionierers aus

Kapitel 3.4.2. Im weiteren Verlauf wird der Standardblock 39 als charakteristischer Kommissionierbetrieb bezeichnet.

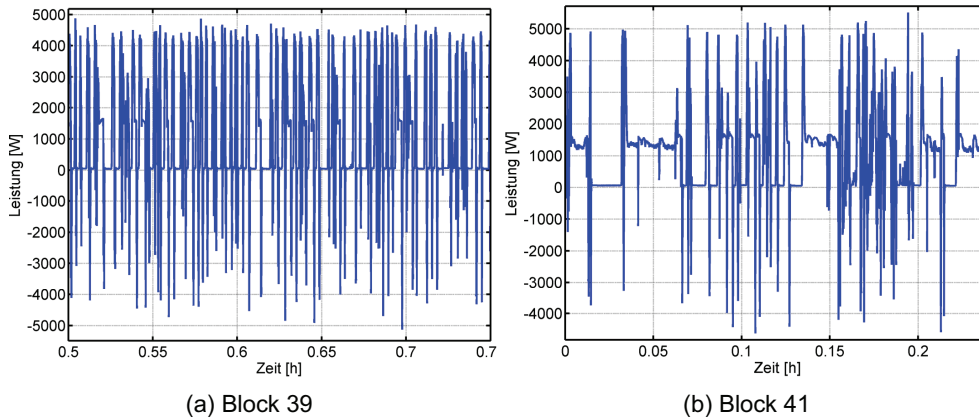


Abbildung 3.17: Vergleich Leistungsprofil Block 39 und Block 41

3.5 Angenäherter charakteristischer Fahrzyklus

3.5.1 Näherung

Im vorherigen Kapitel wurde gezeigt, dass der charakteristische Kommissionierbetrieb aus den folgenden Grundelementen aufgebaut ist:

- Anfahrpeak
- Bremspeak
- Stillstand

Der Anfahr- und der Bremspeak werden analog zu Kapitel 3.3.2 durch Dreiecke nachgebildet. Amplitude und Dauer dieser Dreieckspeaks sind in Tabelle 3.4 aufgeführt. Die Durchschnittsleistung des angenäherten Kommissionierbetriebs muss nach den Ergebnissen aus Kapitel 3.4.4 800 W betragen. Die Frage ist nun, wie der Stillstandsfall zu beschreiben ist, um einen Zyklus mit diesen Randbedingungen zu bekommen. Dazu wird eine Energiebilanz für eine Abfolge aus Anfahr-, Bremspeak und Stillstand erstellt. Die Stillstandsleistung beträgt näherungsweise 0 W.

Es gilt damit:

$$\frac{1}{2} \cdot t_{\text{Anfahren}} \cdot P_{\text{Anfahren}} + \frac{1}{2} \cdot t_{\text{Bremsen}} \cdot P_{\text{Bremsen}} = t_{\text{gesamt}} \cdot P_{\text{Durchschnitt}} \quad (3.2)$$

Gesucht ist die Dauer der Stillstandsphase, so dass für die restlichen gegebenen Größen eine Durchschnittsleistung von 800 W folgt. Mit $t_{\text{gesamt}} = t_{\text{Anfahren}} + t_{\text{Bremsen}} + t_{\text{Stillstand}}$ ergibt sich aus Gleichung (3.2) folgender Ausdruck für die gesuchte Stillstandsdauer:

$$t_{\text{Stillstand}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot t_{\text{Anfahren}} \cdot P_{\text{Anfahren}} + \frac{1}{2} \cdot t_{\text{Bremsen}} \cdot P_{\text{Bremsen}}}{P_{\text{Durchschnitt}}} - t_{\text{Anfahren}} - t_{\text{Bremsen}} \quad (3.3)$$

Mit den Werten aus Tabelle 3.4 hat die Stillstandsphase hier eine Dauer von 8,57 s. Den ermittelten angenäherten charakteristischen Kommissionierbetrieb zeigt Abbildung 3.18. Die charakteristische Abfolge Anfahren, Bremsen und Stillstand hat eine Gesamtdauer von 16,07 s. Um dieses Ergebnisses zu überprüfen, wird der angenäherte Fahrzyklus mit dem oben definierten Standardblock verglichen. Im Ausschnitt von Block 39 in Abbildung 3.17 kommen in der Zeit von 0,25 h 55 Anfahr-, Brems- und Stillstandsvorgänge vor. Umgerechnet entspricht dies einem Wert von 16,36 s für eine Abfolge von Anfahren, Bremsen und Stillstand.

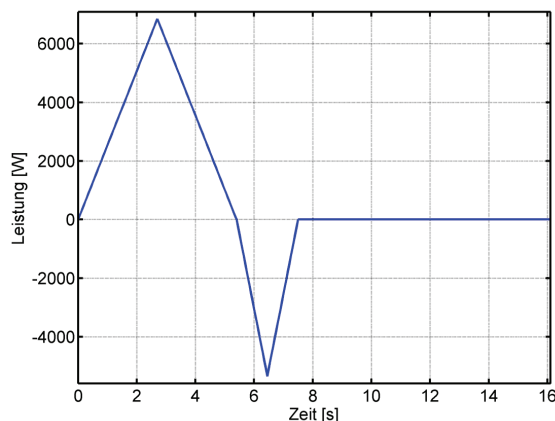


Abbildung 3.18: Angenäherter charakteristischer Kommissionierbetrieb

3.5.2 Vergleich mit Standardzyklus und Langzeitmessungen

Um den angenäherten Kommissionierbetrieb mit dem VDI-Zyklus und dem Standardblock aus den Langzeitmessungen zu vergleichen, wird dieser auf eine Dauer von etwa 1 h hochskaliert. Vergleichswerte für diese drei Zyklen sind in Tabelle 3.11 zusammengestellt.

Neben den geringfügig unterschiedlichen Durchschnittsleistungen, die sich auch in der Energiebilanz widerspiegeln, ist der Hauptunterschied in den Anteilen für Fahren, Bremsen und Stillstand zu sehen. Am meisten fällt hier der Gegensatz beim VDI-Zyklus zwischen dem kleinen Bremsanteil und dem hohen Stillstandsanteil auf. Die Bremsanteile beim angenäherten Kommissionierbetrieb und beim Standardblock sind nahezu gleich. Der Unterschied zwischen beiden Fahrzyklen liegt im Verhältnis zwischen Fahren und Stillstand, das beim Standardblock in Richtung Fahren verschoben ist.

Abschließend sind für die drei Fahrzyklen die Histogramme der Leistung in Abbildung 3.19 vergleichend gegenübergestellt. Hier ist der Unterschied in den Stillstandsphasen noch genauer zu erkennen. Außerdem wird hier die gleichmäßige Verteilung des angenäherten Kommissionierbetriebs im Anfahr- und Bremsbereich deutlich, der sich aus der Beschreibung der Peaks durch Dreiecke ergibt. Beim VDI-Zyklus und beim Standardblock verdeutlichen die Peaks bei etwa 2000 W die Konstantfahrphasen. Die Skalierung der x-Achse bis zu einer Leistung von 14000 W hängt damit zusammen, dass der VDI-Zyklus nach Kapitel 3.3.1 inklusive Heben der Last gefahren wird.

3 Charakterisierung der betrachteten Anwendung

Tabelle 3.11: Vergleich angenäherter charakteristischer Kommissionierbetrieb mit VDI-Zyklus und Standardblock

	Angenäherter charakteristischer Kommissionier- betrieb	VDI-Zyklus	Standardblock
Dauer	1 h	1 h	1,29 h
P_{Durchschnitt}	800 W	763 W	786 W
P_{max}	6840 W	12083 W (Heben)	4977 W
P_{min}	-5340 W	-5340 W	-5281 W
E_{gesamt}	800 Wh	763 Wh	1013 Wh
E_{entladen}	1149 Wh	869 Wh	1284 Wh
E_{geladen}	-349 Wh	-105 Wh	-271 Wh
Anteil Fahren	34 %	28 %	48 %
Anteil Bremsen	13 %	4 %	12 %
Anteil Stillstand	53 %	68 %	40 %

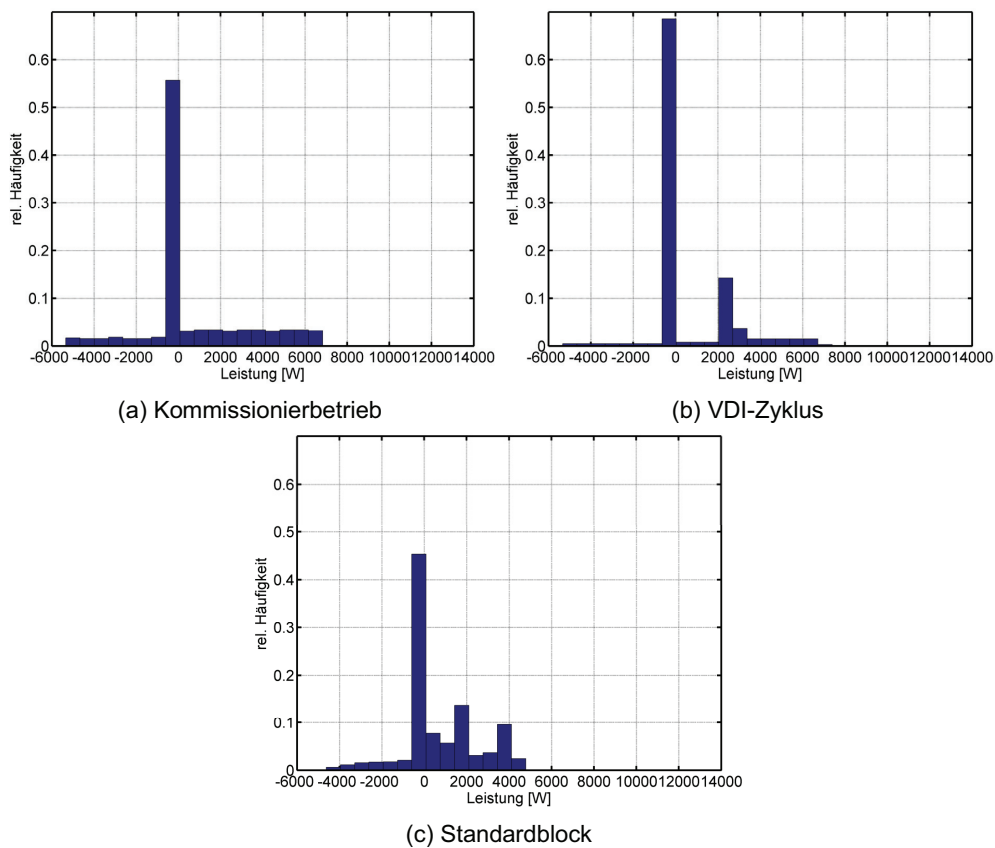


Abbildung 3.19: Histogramme angenäherter charakteristischer Kommissionierbetrieb, VDI-Zyklus und Standardblock

3.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde ausgehend von Fahrtests für die Anfahr-, Brems- und Hebepeaks Schritt für Schritt der charakteristische Kommissionierbetrieb hergeleitet. Ergebnis einer ersten Parametervariation für den Standard-VDI-Zyklus war, dass aufgrund der hohen Peakleistungen das Fahrzeug mit vielen Pausen betrieben werden muss, um nach Norm auf eine Durchschnittsleistung von 760 W zu kommen. Dieses Erkenntnis deckt sich auch mit der Analyse der Langzeitmessungen. Die aufgezeichneten Langzeitprofile entsprechen dem zuvor beschriebenen klassischen Kommissionierbetrieb. Aus den Messungen folgte ein Standardblock, der einem charakteristischen Kommissionierbetrieb entspricht. Auf dieser Grundlage wurde in einem letzten Schritt der charakteristische Kommissionierbetrieb angenähert. Neben dem VDI-Zyklus und den realen Lastprofilen ist es möglich, für weitere Untersuchungen auf diesen neu erstellten Standardtestzyklus zurückzugreifen.

4 Instrumente zur Systemanalyse

4.1 Motivation

Ein Ziel der Arbeit ist es, das geeignetste Hybridisierungskonzept für eine konkrete Anwendung zu entwickeln. Verschiedene Varianten werden untersucht, ob sie die Anforderungen aus Kapitel 3 erfüllen. Dieses Kapitel stellt verschiedene Instrumente zur Systemanalyse vor, die die folgenden wesentlichen Merkmale besitzen:

- Nachbildung der Einzelkomponenten
- Nachbildung des Gesamtsystems
- Nachbildung des Verhaltens der betrachteten Anwendung
- Modularer Aufbau
- Flexibilität

Die Instrumente zur Systemanalyse sind ein Teststand sowie die Modellierung. Beide ermöglichen es, zum einen Einzelkomponenten für das zukünftige Hybridisierungskonzept und zum anderen auch das Gesamtsystem zu untersuchen und zu optimieren. Beim Teststand erfolgt die Nachbildung mit realen Komponenten, bei der Modellierung durch modellhafte Beschreibung der Einzelkomponenten. Als Input für beide Varianten dienen die definierten Fahrprofile aus Kapitel 3. Daher können die Ergebnisse verglichen und untereinander verifiziert werden (vgl. Abbildung 4.1).

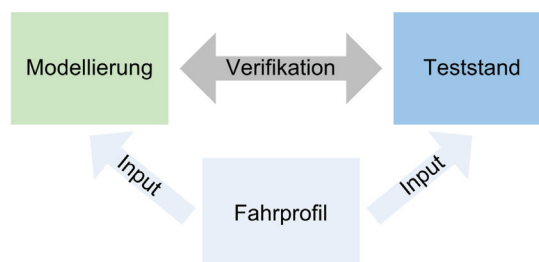


Abbildung 4.1: Instrumente zur Systemanalyse

4.2 Teststand

4.2.1 Ziel und Anforderungen

Der Teststand soll schnelle und einfache Tests von Hybridisierungs- und Regelungskonzepten sowie Einzelkomponenten ermöglichen. Daraus folgen die Anforderungen, die der Teststand erfüllen muss:

- Nachbildung des charakteristischen Fahrprofils
- Nachbildung des elektrischen Verhaltens einer DMFC
- Schneller Aufbau von Hybridisierungskonzepten
- Einfache und schnelle Skalierbarkeit des Gesamtsystems
- Definierte Schnittstellen zwischen den Einzelkomponenten
- Steuerung und Messdatenerfassung

Der Teststand bildet das elektrische Verhalten einer DMFC nach, die Medienversorgung der DMFC wird hier nicht untersucht. Um die Anforderung der schnellen und einfachen Skalierbarkeit des Gesamtsystems zu erfüllen, ersetzt hier eine Stromquelle die DMFC. Neben der DMFC muss der Teststand auch das Fahrprofil abbilden. Für Energiespeicher und DC/DC-Wandler kann auf reale Komponenten zurückgegriffen werden.

4.2.2 Realisierung

Aus den ersten beiden oben genannten Anforderungen folgen die Realisierung des Fahrprofils und der DMFC nach Tabelle 4.1. Das Fahrprofil wird je nach Betriebsart durch eine Stromquelle oder -senke nachgebildet.

Tabelle 4.1: Realisierung Fahrprofil und DMFC

Komponente	Elektrisches Verhalten	Realisierung	Randbedingungen
Fahrprofil	$I_{\text{Bremsen}}=f(U)$	Stromquelle	0...60 V, 0...200 A
	$I_{\text{Anfahren}}=f(U)$	Stromsenke	0...60 V, 0...300 A
	$I_{\text{Konstant}}=f(U)$		0...60 V, 0...100 A
	$I_{\text{Heben}}=f(U)$		0...60 V, 0...570 A
DMFC	$U_{\text{Bz}}=f(I)$	Stromquelle	0...90 V, 0...70 A

Die vorliegende Arbeit betrachtet ein System mit einer Spannung von 24 V. Die Stromquelle und -senke des Fahrprofils sind so dimensioniert, dass auch Systeme bis 60 V untersucht werden können. Die maximalen Ströme entsprechen den Ergebnissen der Fahrtests aus Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2. Der Arbeitsbereich für die Stromquelle der DMFC ist auf 0 bis 90 V und 0 bis 70 A festgelegt, um das elektrische Stackverhalten mit U-I-Kennlinien flexibel zu beschreiben.

Das elektrische Verhalten der Stromquellen und -senken muss in der Ansteuerung der Komponenten hinterlegt sein. Für das Fahrprofil $P_{\text{Fahrprofil}}=f(t)$ berechnet die Steuerung in Abhängigkeit der aktuellen Spannung den jeweiligen Strom der Stromquelle bzw. -senke. Die Stromquelle für die DMFC wird so programmiert, dass sie sich gemäß der U-I-Kennlinie aus Kapitel 2.2.2 verhält. In diesem Fall stellt die Stromquelle eine Spannung als Funktion des Stromes bereit. Eine weitere Randbedingung betrifft die Dynamik. Da das Fahrprofil hoch dynamisch ist, müssen die jeweiligen Stromquellen und -senken in der Lage sein diese Dynamik nachzubilden. Dies gilt in gleicher Weise für die Stromquelle der DMFC. Aus den definierten Randbedingungen folgen die in Tabelle 4.2 aufgeführten Komponenten.

Um verschiedene Hybridsysteme schnell aufbauen zu können, wird der Hardwareaufbau nach Abbildung 4.2 gewählt. Die Stromquellen und die Stromsenke sind hierzu in einem Schaltschrank installiert. Der Eingang der Stromsenke und die Ausgänge der Stromquellen sind mit einer extern angebrachten Klemmleiste gekoppelt. Die restlichen Komponenten, wie Energiespeicher und DC/DC-Wandler, können beliebig mit der Klemmleiste verbunden werden. Durch diese definierten Schnittstellen folgt ein modularer Aufbau, der sehr einfach und schnell zu realisieren ist.

Tabelle 4.2: Gewählte Komponenten zur Nachbildung von Fahrprofil und DMFC

Komponente	Herstellerbezeichnung	Betriebsbereich
DMFC → Nachbildung durch Stromquelle DMFC	Delta Elektronika SM70-90	0...90 V, 0...70 A [272]
Bremsen → Nachbildung durch Stromquelle BREMSEN	Delta Elektronika SM60-100	0...60 V, 0...100 A [272] (2x parallel)
Fahren, Anfahren und Heben → Nachbildung durch Stromsenke FAHREN	Höcherl & Hackl DS8406	0...60 V, 0...600 A [273]

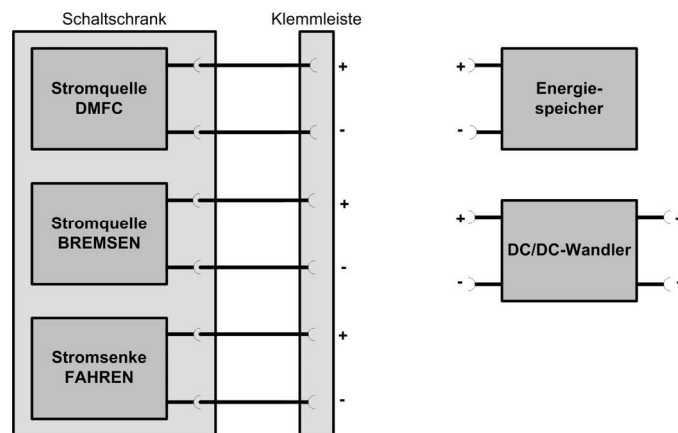


Abbildung 4.2: Realisierung des Teststands (Hardware)

Der Teststand beinhaltet ein Leitsystem, welches im Wesentlichen die einzelnen Stromquellen und -senken anforderungsgemäß steuert. Weiterhin umfasst das Leitsystem Regelungsabläufe und die Messdatenerfassung. Die jeweiligen Mess- und Steuergrößen sind in Tabelle 4.3 aufgeführt. Die Programmierung des Leitsystems erfolgt mit der Software LabVIEW von National Instruments verwendet. Die Messdatenerfassung ist mit Ein- und Ausgangsklemmen ausgeführt, die mit dem Leitrechner über ein Bussystem kommunizieren. Außerdem sind in der Software Überwachungsfunktionen integriert. Dazu werden relevante Größen, wie z. B. die Spannung und die Temperatur des Energiespeichers, überwacht und mit Grenzwerten verglichen. Im Fall einer Grenzwertüberschreitung erfolgt eine automatische Abschaltung.

Tabelle 4.3: Mess- und Steuergrößen am Teststand

Komponente	Messgröße	Steuergröße
Stromquelle	U_{Ist} , I_{Ist}	U_{Soll} , I_{Soll}
Stromsenke	U_{Ist} , I_{Ist}	I_{Soll}
Energiespeicher	U_{Ist} , I_{Ist} , T_{Ist}	Keine Steuergröße
DC/DC-Wandler	U_{Ist} (Ein- und Ausgang), I_{Ist} (Ein- und Ausgang), T_{Ist}	I_{Soll}

Der Teststand mit Schaltschrank und Leitrechner ist in Abbildung 4.3 zu sehen. Die Klemmleiste befindet sich im eigentlichen Versuchsraum, in dem das zu untersuchende Hybridsystem aufgebaut wird.



Abbildung 4.3: Teststand mit Schaltschrank und Leitrechner

Abbildung 4.4 verdeutlicht die beispielhafte Umsetzung einer indirekten Kopplung im Teststand. Die Verschaltung der Komponenten über die Klemmleiste geht hier ebenfalls hervor.

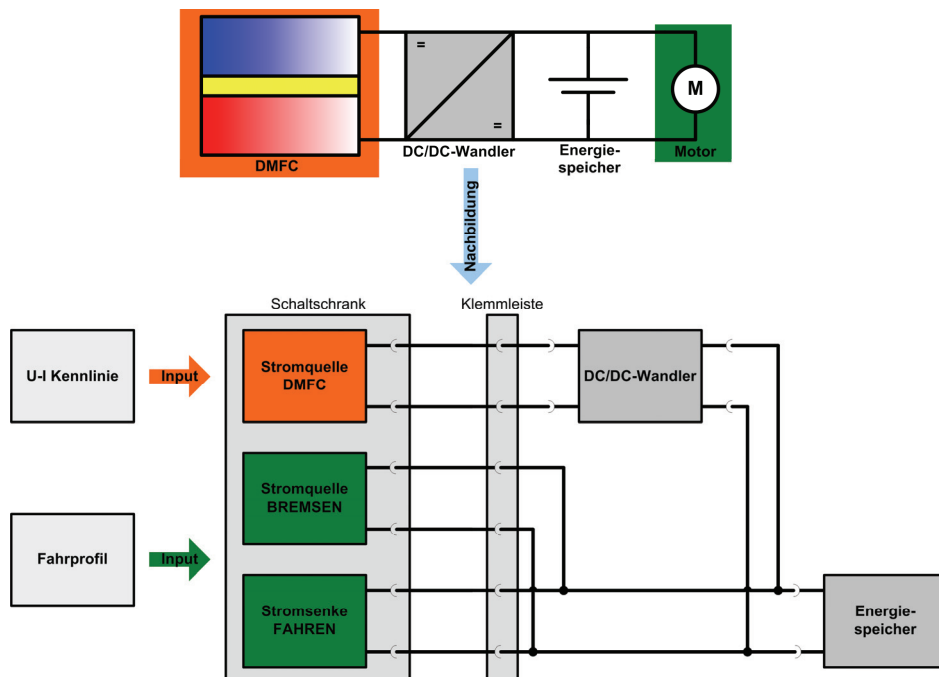


Abbildung 4.4: Beispielhafte Realisierung im Teststand

4.3 Modellierung

4.3.1 Ziel und Anforderungen

Nach [274, S. 119] bezeichnet der Begriff Simulation „...die Reproduktion des statischen und/oder dynamischen Verhaltens eines realen Systems, basierend auf einem materiellen oder immateriellen Abbild der Realität, dem Modell, welches diejenigen Aspekte des realen Systems beschreibt, die für den angestrebten Erkenntnisgewinn von Bedeutung sind, um aus den Simulationsergebnissen auf die Eigenschaften des realen Systems rückschließen zu können“.

Grundlage für die Simulation sind nach dieser Definition Modelle, die das reale Verhalten eines Systems nachbilden. Daher werden für das weitere Vorgehen Modelle benötigt, die die Einzelkomponenten beschreiben. Dies entspricht der Anforderung für den Teststand aus Kapitel 4.2.1.

Das Gesamtsystemmodell muss modular sein, um ohne großen Aufwand verschiedene Hybridisierungskonzepte aus den Einzelmodellen aufbauen zu können. Ein modularer Aufbau besitzt folgende zwei wesentliche Eigenschaften:

- Das Gesamtmodell muss aus verschiedenen Submodellen der einzelnen Komponenten bestehen.
- Die Submodelle können unterschiedlich verschaltet und zu einem Gesamtsystem kombiniert werden.

Mit dem gewählten modularen Aufbau ist es möglich, sehr flexibel Hybridisierungskonzepte als Modelle aufzubauen und in der Simulation zu testen. Diese Vorgehensweise steht im Gegensatz zu einem alternativen Ansatz, bei dem die Modellierung nicht ausgehend von Submodellen sondern auf der Gesamtsystemebene startet. Die Folge wäre, dass jedes zu untersuchende Gesamtsystem vorher neu modelliert werden muss.

4.3.2 Aufbau Gesamtsystemmodell

Wie beschrieben muss für jede Einzelkomponente ein Submodell erstellt werden. Aus der Definition für einen Brennstoffzellenhybrid nach Kapitel 2.1.3 folgen diese Submodelle:

- Submodell der DMFC → Kapitel 4.3.4
- Submodell des DC/DC-Wandlers → Kapitel 4.3.5
- Submodell des Energiespeichers → Kapitel 4.3.6
- Submodell des Fahrprofils → Kapitel 4.3.7

Diese Submodelle müssen über definierte Ein- und Ausgänge verfügen, um sie zu einem Gesamtsystem kombinieren zu können. Eine Übersicht der Ein- und Ausgänge, die entsprechend der elektrischen Charakteristik der Einzelkomponenten gewählt werden, zeigt Tabelle 4.4.

Die Submodelle werden als Blöcke aufgebaut, von denen auf der obersten Ebene nur die entsprechenden Ein- und Ausgänge zu sehen sind. Für diese Art der Modellierung eignet sich das Simulationsprogramm Simulink von der Firma Mathworks, das genau auf dieser Art

des Modellaufbaus mithilfe von Einzelblöcken basiert. Den Aufbau des Gesamtsystemmodells in Simulink verdeutlicht Abbildung 4.5.

Tabelle 4.4: Ein- und Ausgänge für Submodelle

Submodell	Eingangsgrößen	Ausgangsgrößen
DMFC	I_{BZ}	U_{BZ}
DC/DC-Wandler	$U_{DCDC,ein}$ $U_{DCDC,aus}$ $I_{DCDC,Soll}$	$I_{DCDC,ein}$ $I_{DCDC,aus}$
Energiespeicher	I_{ESP}	U_{ESP}
Fahrprofil	U_{Fahr}	I_{Fahr}

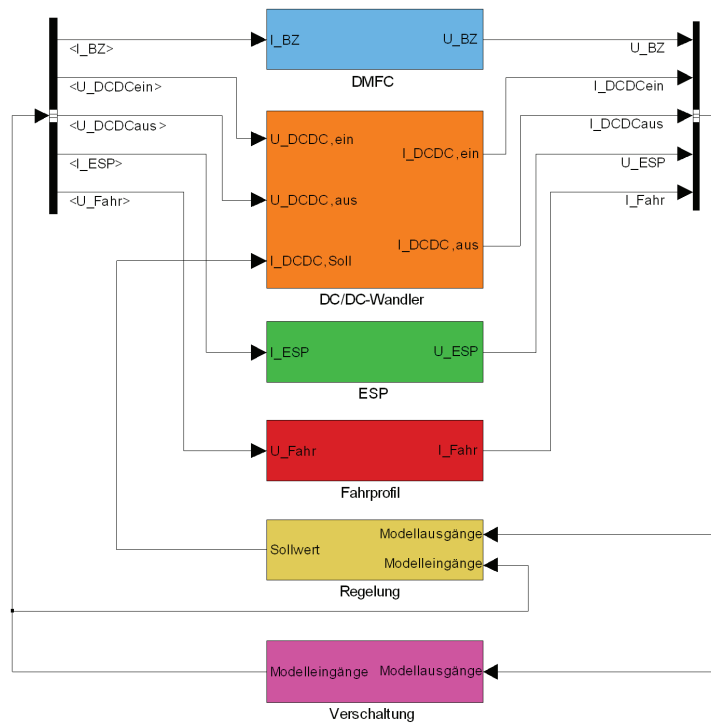


Abbildung 4.5: Aufbau Gesamtsystemmodell in Simulink

Hier sind die einzelnen Submodellblöcke mit den oben definierten Ein- und Ausgängen ersichtlich. Der Block mit der Bezeichnung Verschaltung realisiert die Zuordnung der Ein- und Ausgänge untereinander, so dass sie der Verschaltung des Hybridisierungskonzeptes entspricht. Ein- und Ausgänge der Submodelle sind jeweils zu einem Signalbus zusammengefasst. Im Block mit der Bezeichnung Regelung wird aus allen Modellgrößen ein Sollwert für den DC/DC-Wandler berechnet. Regleralgorithmen aus Kapitel 5.3 können hier hinterlegt werden.

4.3.3 Arten der Modellierung

Es gibt verschiedene Arten der Modellierung, die sich bezüglich der Kausalität eines Modells unterscheiden. Nach [275] beschreibt ein kausales Modell den Zusammenhang zwischen Ausgang und Eingang über eine Funktion. Das bedeutet, dass jeder Ausgang aus den Eingängen über einen mathematischen Zusammenhang berechnet wird. Bei einem nicht kausalen Modell existieren keine expliziten Ein- und Ausgänge. Diese Modelle sind durch ihre physikalische Verbindung untereinander definiert. Nicht kausale Modelle berücksichtigen über ihre Verbindungsknoten automatisch diverse Erhaltungssätze, wie z. B. die Knotenregel bei elektrischen Strömen. Den Unterschied zwischen beiden Modellarten verdeutlicht Abbildung 4.6 am Beispiel des ohmschen Gesetzes. Hier wird der Spannungsabfall über einem Widerstand modelliert. Beim kausalen Modell erfolgt die Berechnung des Spannungsabfalls über den Zusammenhang $U=f(I)=R \cdot I$. Dieser kann am Ausgang vom nächsten Block eingelesen werden. Aus der Transitvariablen, die dem Strom I entspricht, folgt beim nicht kausalen Modell die Transversalvariable, die die Spannung U repräsentiert [274, S. 79].

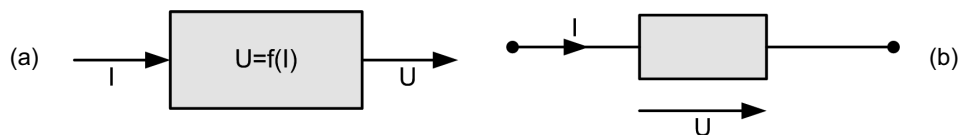


Abbildung 4.6: Kausales (a) und nicht kausales (b) Modell eines ohmschen Widerstandes

Das elektrische Verhalten von Komponenten, das in dieser Arbeit modelliert wird, lässt sich am besten durch nicht kausale Modelle beschreiben. Das verwendete Simulationstool Simulink basiert dagegen auf der kausalen Modellierung. Wie oben dargestellt, können die Modelle ohne Weiteres ineinander übergeführt werden.

Nach [258, S. 316] wird zwischen theoretischer und experimenteller Modellbildung unterschieden. Bei der theoretischen Modellbildung werden ausgehend von physikalischen Grundgleichungen die Modellgleichungen formuliert. Die Parameter gehen aus den physikalisch-technischen Daten des Systems hervor. Ausgangspunkt bei der experimentellen Modellbildung sind gemessene Antworten eines Systems auf eine Anregung. Auf Basis dieser Messwerte erfolgen die Modellentwicklung und die Identifikation der Parameter.

Außerdem existieren nach [274, S. 98] stationäre und dynamische Modelle. Ein stationäres oder auch statisches Modell beschreibt ein System, das sich im Gleichgewicht befindet [274, S. 98]. Wird der Arbeitspunkt geändert, stellt sich ein neuer Gleichgewichtszustand ein. Das Modell zeigt dabei allerdings kein transientes Verhalten. Dynamische Modelle modellieren das zeitliche Verhalten des Systems durch eine mathematische Gleichung, wie z. B. eine Differentialgleichung (DGL) [274, S. 98]. Daher hat das dynamische Modell den wesentlichen Nachteil, dass die Simulationszeit länger als beim stationären Modell ist [276]. Einen Vergleich zwischen beiden Modellen zeigt Tabelle 4.5.

Tabelle 4.5: Vergleich stationäre und dynamische Modelle

	Stationäres Modell	Dynamisches Modell
Abbildung des Systemverhaltens	Kennfelder bzw. Kennlinien [276]	Ersatzschaltbilder → DGL [274, S. 98]
Art der Modellbildung	experimentell	theoretisch/experimentell
Anwendung	Langzeitsimulationen	Kurzzeitverhalten

Im weiteren Verlauf dieses Kapitels werden für jedes Submodell aus Kapitel 4.3.2 stationäre und dynamische Modelle hergeleitet und vorgestellt. Die Modellbildung erfolgt sowohl experimentell als auch theoretisch.

4.3.4 Modellierung der DMFC

Dieser Teil beschreibt die stationären und dynamischen Modelle der DMFC. Grundlage hierfür sind Messungen an einem DMFC-Stack mit 100 Zellen bei einer aktiven Zellfläche von 320 cm².

4.3.4.1 Stationäres Modell

In einem stationären Modell für die DMFC muss die Strom/Spannungs-Abhängigkeit aus Kapitel 2.2.2 abgebildet werden. Dazu eignen sich nach [277] zum einen Kennfelder und zum anderen Polynome, die das Stackverhalten mathematisch beschreiben. Kennfelder lassen sich sehr einfach aus Messungen erzeugen. Sie erweitern die Stromabhängigkeit der Spannung um weitere Abhängigkeiten. Ein Beispiel hierzu ist das Kennfeld einer Wasserstoffbrennstoffzelle in [278], das die Spannung in Abhängigkeit vom Strom und vom Druck darstellt. Zur mathematischen Beschreibung der U-I-Kennlinie in Gleichung (2.11) werden die gemessenen Punkte durch eine Funktion approximiert. Für die einzelnen Terme nennt die Literatur verschiedene Möglichkeiten, auf die im weiteren Verlauf eingegangen wird.

Die durchgeführten Messungen gelten sowohl für die Modellbildung des stationären Modells als auch für das dynamische Modell. Hierbei handelt es sich um Stromsprünge der Form 0 A → 5 A → 0 A → 10 A → 0 A → Der einzelne Stromwert bleibt für 3 min konstant. Im Leerlauf befindet sich die DMFC anschließend für 20 min, um einen stationären Wert der Spannung zu erreichen. Dafür gelten die folgenden Randbedingungen:

- Anodenflüssigkeit beheizt auf 70 °C
- Luftmenge konstant bei 32 kg/h
- variierte Methanolkonzentration (0,4 mol/l und 0,6 mol/l)

Die Stromsprünge und die Spannungsantwort sind in Abbildung 4.7 aufgeführt. Der Spannungsüberschwinger bei Lastwegnahme und der exponentielle Abfall auf einen stationären Endwert sind hier deutlich zu erkennen. Die Wartezeit von 20 min ist ausreichend, um die gleiche Leerlaufspannung wie zu Beginn der Messung bei $t = 0$ zu erhalten. Im Messverlauf sind am Ende des exponentiellen Abfalls kleine Ausreißer zu erkennen, weil das verbrauchte Wasser im Anodensystem nachgefüllt wird. Dies führt zu einer kurzen Änderung der Spannung, die anschließend wieder dem ursprünglichen Verlauf folgt.

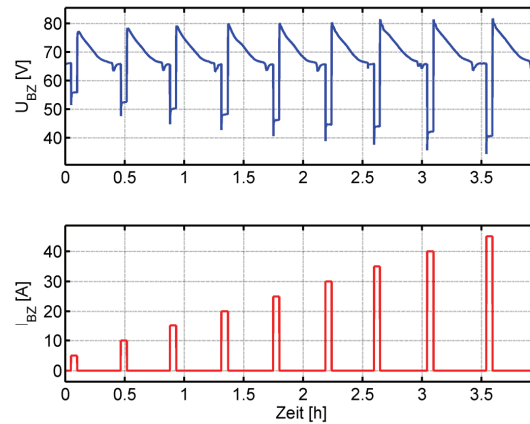


Abbildung 4.7: Stromsprünge und Spannungsverlauf einer DMFC (0,4 mol/l)

Der beobachtete Effekt wird in der Literatur an verschiedenen Stellen beschrieben. Bei Messungen in [279] wurden Überschwinger von bis zu 80 % bei Lastwegnahme beobachtet. Nach [280] ist die Höhe der Überschwinger abhängig von der zuvor anliegenden Last. Danach gilt: je höher die Last, desto höher auch die Überschwinger. Diese Aussage trifft auch auf die hier durchgeführten Messungen zu. Das Phänomen wird in [281] genauer erläutert. Die Leerlaufkonzentration an der Anode ist mit c_1 bezeichnet. Die entsprechende Konzentration an der Kathode ist c_2 ($< c_1$). Die Methanolkonzentration an der Anode fällt unter Last von der Leerlaufkonzentration c_1 auf einen kleineren Wert c_3 . Aufgrund von Permeation bildet sich an der Kathode eine Konzentration c_4 ($< c_3$) aus. Unter Last ist die Konzentration an der Anode nur geringfügig höher als an der Kathode. Bei Lastwegnahme ist im ersten Moment die Konzentration auf beiden Seiten bei den niedrigen Werten c_3 und c_4 . Eine geringe Konzentration an der Kathode hat eine hohe Leerlaufspannung zur Folge. Im Leerlauf erhöht sich die Konzentration an der Anode mit der Zeit auf den Wert c_1 ($> c_3$), wodurch sich die Permeation erhöht und die Konzentration an der Kathode auf einen Wert c_2 ($> c_4$) treibt. Die höhere Konzentration an der Kathode sorgt für eine kleinere Leerlaufspannung. Der Unterschwinger bei Belastung wird in Kapitel 4.3.4.2 betrachtet.

Aus den Messungen lässt sich in einem ersten Schritt für jede Methanolkonzentration eine U-I-Kennlinie erzeugen, indem aus dem Messdatenverlauf der Strom- und Spannungswert am Ende eines Stromsprunges ermittelt wird. Diese Kennlinienschar entspricht einem Kennfeld, in dem die Spannung U_{BZ} in Abhängigkeit des Stromes I_{BZ} und der Methanolkonzentration c_{MeOH} dargestellt ist. Die einzelnen Zwischenwerte werden durch lineare Interpolation erzeugt. Das Kennfeld in Abbildung 4.8 stellt eine mögliche Modellierung einer DMFC durch ein stationäres Modell dar.

Die zweite Möglichkeit ein stationäres Modell zu realisieren ist die oben angesprochene Approximation durch eine mathematische Funktion. In der Literatur sind verschiedene Möglichkeiten für die Approximation der Terme für die ohmsche Überspannung η_{Ohm} , die Aktivierungsüberspannung η_{Akt} und die Konzentrationsüberspannung η_{Konz} aufgeführt. Eine Literaturübersicht zu verschiedenen Approximationsfunktionen für die DMFC und die PEFC ist in Tabelle 4.6 zusammengestellt.

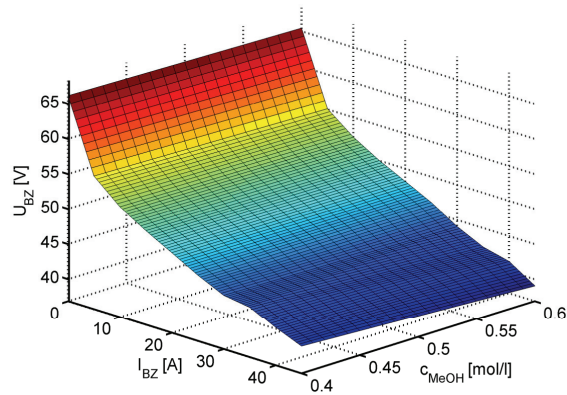


Abbildung 4.8: Kennfeld einer DMFC

Tabelle 4.6: Approximationsfunktionen für die Überspannungen

Überspannung	Approximation	Quellen
η_{Ohm}	$\eta_{\text{Ohm}} = R_{\text{BZ}} \cdot I_{\text{BZ}}$ (4.1)	[282] (PEFC) [283] (DMFC) [284] (DMFC) [285] (PEFC)
η_{Akt}	$\eta_{\text{Akt}} = b \cdot \log(I_{\text{BZ}})$ (4.2)	[282] (PEFC) [283] (DMFC)
	$\eta_{\text{Akt}} = A \cdot \ln\left(\frac{I_{\text{BZ}}}{I_0}\right)$ (4.3)	[282] (PEFC) [284] (DMFC) [285] (PEFC)
	$\eta_{\text{Akt}} = A \cdot \ln\left(\frac{I_{\text{BZ}} + I_n}{I_0}\right)$ (4.4)	[285] (PEFC)
η_{Konz}	$\eta_{\text{Konz}} = B \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{\text{BZ}}}{I_L}\right)$ (4.5)	[282] (PEFC) [283] (DMFC) [285] (PEFC)
	$\eta_{\text{Konz}} = m \cdot \exp(n \cdot I_{\text{BZ}})$ (4.6)	[282] (PEFC)

Die ohmsche Überspannung wird in allen Literaturstellen durch einen Widerstand approximiert. Sowohl für die Aktivierungs- als auch für die Konzentrationsüberspannung sind verschiedene Approximationsfunktionen angegeben. Bei den gemessenen U-I-Kennlinien tritt der Bereich der Konzentrationsüberspannung bei hohen Stromstärken aus Abbildung 2.3 nicht auf. Dieser Term wird bei der folgenden Approximation vernachlässigt.

Bei den Approximationsfunktionen für die Aktivierungsüberspannung in den Gleichungen (4.2) und (4.3) gilt:

$$\eta_{\text{Akt}} \rightarrow -\infty \text{ für } I_{\text{BZ}} \rightarrow 0 \quad (4.7)$$

Die Funktionen können in dieser Form nicht an die Messwerte, die auch für den Leerlauf $I_{BZ}=0$ vorliegen, approximiert werden. Um dieses Problem zu umgehen, wird die Funktion aus Gleichung (4.4) gewählt. Diese ist in [285] verwendet, um den Fehler der Approximationsfunktion bei kleinen Strömen zu verringern. In dieser Literaturstelle geht es um die Modellierung einer PEFC. Der zusätzliche Term I_n hat seine Ursache in einem Brennstoff- und Elektronenfluss von der Anode zur Kathode im Stillstand. Die Folge ist dieser sehr kleine Strom.

Für die ohmsche Überspannung wird der Term aus Gleichung (4.1) verwendet. Der Aktivierungsüberspannungsterm verdeutlicht, dass es sich hier um ein nichtlineares System handelt. Es gilt damit folgende Approximationsfunktion, für die die jeweiligen Parameter ermittelt werden müssen:

$$U_{BZ} = U_{BZ,00} - R_{BZ} \cdot I_{BZ} - A_{BZ} \cdot \ln\left(\frac{I_{BZ} + I_n}{I_0}\right) \quad (4.8)$$

Die Approximation ist in Matlab mit der Funktion *lsqcurvefit* realisiert. Einen Vergleich zwischen den Messwerten und der Approximation zeigt Abbildung 4.9 für eine Methanolkonzentration von 0,4 mol/l. Die Approximation bildet die Messwerte sehr gut ab.

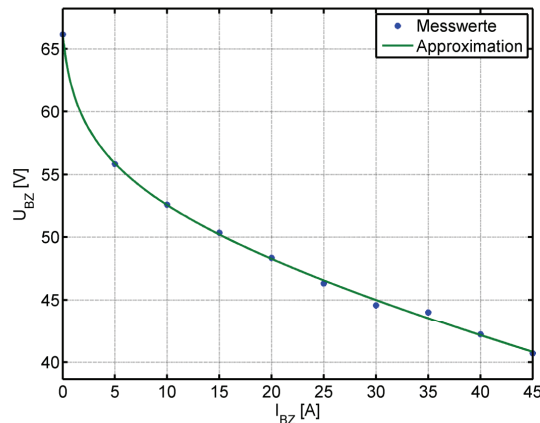


Abbildung 4.9: Vergleich Approximation und Messwerte (0,4 mol/l)

Die ermittelten Parameter sind in Tabelle 4.7 für beide Methanolkonzentrationen aufgeführt. Hier sind zwei Effekte zu beobachten, die auch in der Literatur beschrieben sind. Es zeigt sich, dass die Leerlaufspannung $U_{BZ,00}$ mit steigender Methanolkonzentration sinkt. In [286] sind Messungen vorgestellt, bei denen dieses Verhalten auch beobachtet wurde. Eine Erklärung hierfür geben [286] und [287]. Danach führt eine höhere Methanolkonzentration an der Anode zu einer verstärkten Diffusion zur Kathodenseite. Als Folge bewirkt die höhere Konzentration auf der Kathodenseite, dass sich dort ein höheres Mischpotential ausbildet, wodurch die Leerlaufspannung verringert wird. Analog zu [288] vergrößert sich der Widerstand R_{BZ} mit steigender Methanolkonzentration.

Tabelle 4.7: Parameter der approximierten Funktion

Konzentration	$U_{BZ,00}$ [V]	R_{BZ} [Ω]	A_{BZ} [V]	I_n [mA]	I_0 [mA]
0,4 mol/l	66,17	0,18	3,71	437,59	434,31
0,6 mol/l	65,39	0,29	1,94	51,39	51,38

Ersatzschaltbilder eignen sich, um das elektrische Verhalten einer Komponente zu beschreiben. Ein einfaches Ersatzschaltbild nach [289] ist eine Spannungsquelle mit einem Widerstand in Reihe. Der Widerstand entspricht der Steigung der U-I-Kennlinie, wenn der nichtlineare Bereich für kleine Ströme vernachlässigt wird. Um auch den Bereich der Aktivierungsüberspannung in einem Ersatzschaltbild beschreiben zu können, muss dieses einfache Ersatzschaltbild erweitert werden. Dazu wird in [290] ein weiterer Widerstand eingeführt, der sich aus dem bekannten ohmschen Widerstand R_{BZ} und der bekannten Leerlaufspannung $U_{BZ,00}$ für den Arbeitspunkt (U_{BZ} , I_{BZ}) wie folgt berechnen lässt:

$$R_{BZ,var} = \frac{U_{BZ,00} - U_{BZ} - R_{BZ} \cdot I_{BZ}}{I_{BZ}} \quad (4.9)$$

Mit den Gleichungen (4.8) und (4.9) gilt für den neu definierten variablen ohmschen Widerstand $R_{BZ,var}$:

$$R_{BZ,var} = \frac{A_{BZ} \cdot \ln\left(\frac{I_{BZ} + I_n}{I_0}\right)}{I_{BZ}} \quad (4.10)$$

Dieser variable Widerstand wird direkt aus den Parametern für die Aktivierungsüberspannung nach Tabelle 4.7 berechnet. Er ist zum einen vom Brennstoffzellenstrom I_{BZ} und zum anderen über die Approximationsparameter auch von der Methanolkonzentration abhängig. Diese Abhängigkeiten zeigt Abbildung 4.10 in Form eines Kennfeldes. Der variable Widerstand verhält sich folgendermaßen:

$$R_{BZ,var} \rightarrow \infty \text{ für } I_{BZ} \rightarrow 0 \quad (4.11)$$

Daher zeigt diese Abbildung das Kennfeld nur ab einem Strom von $I_{BZ} = 1$ A, um das Verhalten des Widerstandes für größere Stromdichten zu verdeutlichen. Beim maximalen Strom von 45 A nimmt der variable Widerstand ungefähr einen Wert von 0,3 Ω an, was in der Größenordnung dem Widerstand R_{BZ} entspricht.

Das um den variablen Widerstand erweiterte stationäre Ersatzschaltbild einer DMFC ist Abbildung 4.11 zu entnehmen. Für die Abhängigkeiten der einzelnen Parameter gilt:

- $U_{BZ,00} = f(c_{MeOH})$
- $R_{BZ} = f(c_{MeOH})$
- $R_{BZ,var} = f(I_{BZ}, c_{MeOH})$

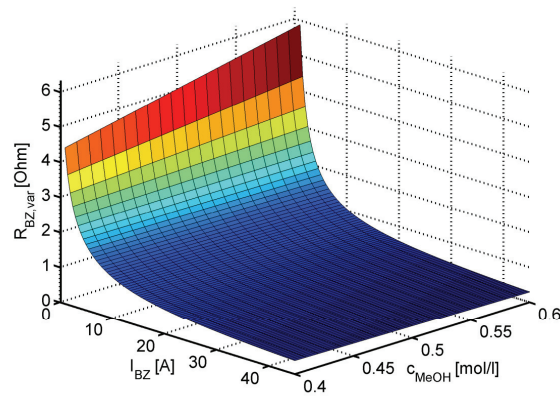


Abbildung 4.10: Kennfeld variabler ohmscher Widerstand

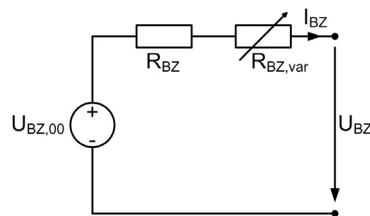


Abbildung 4.11: Stationäres Ersatzschaltbild einer DMFC

Der zugeführte Methanolmassenstrom lässt sich ebenfalls aus den Messungen ermitteln. Anhand Gleichung (2.16) kann daraus der Brennstoffzellenwirkungsgrad η_{BZ} für die hier untersuchte DMFC berechnet werden. Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades vom Strom und von der Methanolkonzentration zeigt Abbildung 4.12. Der Wirkungsgrad wird für sinkende Konzentrationen und steigende Ströme größer.

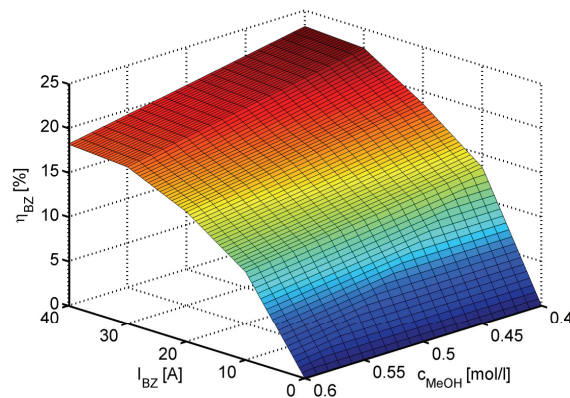


Abbildung 4.12: Wirkungsgradkennfeld

Das vorgestellte Ersatzschaltbild und der Wirkungsgrad werden als stationäres Modell einer DMFC in Simulink erstellt. Der Aufbau des Modells ist in Abbildung 9.1 im Anhang dargestellt. Die einzelnen Modellparameter sind wie folgt als Look-up table in Simulink hinterlegt:

- $U_{BZ,00}$ und R_{BZ} → Kennlinie
- $R_{BZ,var}$ und η_{BZ} → Kennfeld

4.3.4.2 Dynamisches Modell

Ausgehend vom stationären Modell einer DMFC wird das dynamische Modell hergeleitet. Einen Vergleich zwischen den Messwerten aus Abbildung 4.7 und der entsprechenden Simulation mit dem stationären Modell zeigt Abbildung 4.13. Hieraus wird deutlich, warum neben dem stationären Modell auch ein dynamisches Modell benötigt wird.

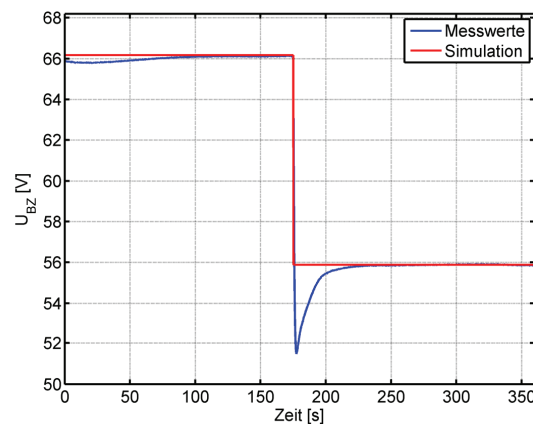


Abbildung 4.13: Vergleich stationäres Modell mit Messungen (0 A → 5 A, 0,4 mol/l)

Das stationäre Modell bildet das Verhalten am Ende des Stromsprunges sehr gut nach. Der Spannungsunterschwinger wird dagegen nicht erfasst. Um dieses Verhalten zu beschreiben, wird ein dynamisches Modell benötigt. Die Literaturstellen [279], [281] und [291] erläutern den Spannungsunterschwinger. In [281] werden Gründe für den Unterschwinger genannt. Danach hat er analog zu den Überschwängern aus Kapitel 4.3.4.1 seine Ursache in den Methanolkonzentrationsgradienten zwischen Anode und Kathode. Die Methanolkonzentration an der Kathode ist im Leerlauf höher als unter Last. Im ersten Moment nach dem Sprung befindet sich auf der Kathodenseite eine hohe Methanolkonzentration, die zu einer kleineren Spannung führt. Unter Last reagiert Methanol auf der Anodenseite, wodurch dort die Konzentration verringert wird und daher zu einer geringeren Konzentration auf der Kathode führt. Als Folge davon steigt die Spannung nach dem anfänglichen Unterschwinger auf einen stationären Endwert an.

In [292] sind die drei prinzipiellen Modellierungsarten für stationäre und dynamische Modelle aufgeführt. Das stationäre Modell ist hier durch eine U-I-Kennlinie realisiert. Die Parameteridentifikation des dynamischen Modells erfolgt durch die Aufnahme einer Sprungantwort oder die Erstellung eines Impedanzspektrums. Jede Modellart erfasst

verschiedene, in der DMFC mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten ablaufende Prozesse. Diese Zusammenhänge verdeutlicht nach [292] Tabelle 4.8. Unterschiede der zwei Methoden Stromsprung und Impedanzspektroskopie sind in [293] und [294] aufgeführt. Für die Stromsprünge wird der Strom der Brennstoffzelle unterbrochen. Dies ist sehr einfach zu realisieren und erfordert im Vergleich zur Impedanzspektroskopie eine kürzere Messzeit. Nachteil dieser Methode ist allerdings, dass die Stromunterbrechung den Betrieb der Brennstoffzelle stört. Außerdem eignet sie sich im Gegensatz zur Impedanzspektroskopie nicht für einen kontinuierlichen Betrieb. Bei den Stromsprüngen wird zwischen zwei Arbeitspunkten hin und her gewechselt, wobei sich bei der Impedanzspektroskopie die Messungen nur auf einen Arbeitspunkt beziehen. Das Modell aus den Stromsprüngen benötigt weniger Rechenaufwand.

Tabelle 4.8: Modellierungsarten und abgebildete Prozesse

Modellart	Abgebildete Prozesse	Zeitbereich
stationär	Temperatureffekte	Minuten
dynamisch (Stromsprung)	Massentransport, langsame Kinetik	Sekunden bis Minuten
dynamisch (Impedanzspektroskopie)	Ladungstransport, langsame und schnelle Kinetik	Millisekunden bis Sekunden

Die Messwerte in Abbildung 4.7 liegen als Sprungantworten auf Stromsprünge vor. Vorteilhaft bei dieser Methode ist, dass ein und dieselben Messwerte sowohl für das stationäre als auch für das dynamische Modell genutzt werden können. Wie in Kapitel 4.3.4.1 beschrieben, bildet das stationäre Modell die Grundlage für das dynamische Modell. Es muss daher um einen dynamischen Spannungsterm $U_{BZ,dyn}$ erweitert werden, der die Differenz zwischen den Messwerten und den stationären Simulationen in Abbildung 4.13 modelliert. Eine ähnliche Vorgehensweise ist in [278] für das Modell einer PEFC beschrieben. Hier wurden bei den Messungen ebenfalls Unterschinger beobachtet. Die Kombination eines stationären (= statischen) mit einem dynamischen Modell wird nach [285] auch als dynastatisches Modell bezeichnet. Für das dynamische Modell wird eine Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}$ wie folgt definiert:

$$Z_{BZ,dyn}(s) = \frac{U_{BZ,dyn}(s)}{I_{BZ}(s)} \quad (4.12)$$

Damit lässt sich das stationäre Ersatzschaltbild aus Abbildung 4.11 zu einem dynamischen Ersatzschaltbild in Abbildung 4.14 erweitern.

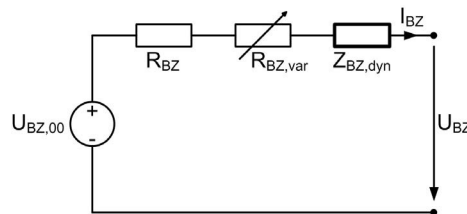


Abbildung 4.14: Dynamisches Ersatzschaltbild einer DMFC

In der Literatur sind verschiedene Ersatzschaltbilder einer Brennstoffzelle zu finden, die das dynamische Verhalten beschreiben und sich zum Teil erheblich in ihrer Komplexität unterscheiden. In [290] ist ein Ersatzschaltbild aufgeführt, das aus Abbildung 4.11 hervorgeht. Dazu wird eine Kapazität C zum Widerstand, der die Aktivierungsüberspannung repräsentiert, parallel geschaltet. Eine Erweiterung stellt [33] dar. Hier bildet ein zusätzlicher Widerstand die Konzentrationsüberspannung ab. Die Kapazität ist parallel zu den beiden Widerständen der Aktivierungs- und Konzentrationsüberspannung. Weitere Möglichkeiten für Ersatzschaltbilder auf der Basis von Impedanzspektren finden sich in [294] und [295]. In [294] besteht das Ersatzschaltbild aus einer Spannungsquelle mit einer Impedanz in Reihe. Die Impedanz entspricht einer Reihenschaltung von einem Widerstand R , einer Induktivität L und zwei RC-Elementen⁶. Das Ersatzschaltbild in [295] ist um ein weiteres RC-Element erweitert. Ein Ersatzschaltbild aus Impedanzmessungen zeigt [284] speziell für eine DMFC. Dieses besteht aus n RC-Elementen mit einem RCL-Element⁷. Komplexere Ersatzschaltbilder, auf die hier nicht genauer eingegangen wird, sind z. B. in [293] und [285] dargestellt.

Ein Großteil dieser Ersatzschaltbilder ist nur durch die Elemente Widerstand R , Kapazität C und Induktivität L realisierbar. Im Gegensatz dazu ist das hergeleitete Ersatzschaltbild in Abbildung 4.14 eine Mischung aus einem Ersatzschaltbild kombiniert mit einer Übertragungsfunktion, die das dynamische Verhalten abbildet. Diese Übertragungsfunktion wird auf Basis von [278] gewählt. In dieser Literaturstelle ist ein Verfahren beschrieben, das die hier beobachteten Unterschwinger modelliert. Daneben existieren in der Literatur weitere Modelle, die das dynamische Verhalten nur mithilfe von Übertragungsfunktionen beschreiben. Im Gegensatz zu den Ersatzschaltbildern, die mit ihren Grundelementen physikalische Vorgänge repräsentieren, beschreiben Übertragungsfunktionen oft nur das dynamische Verhalten auf der Basis von Messwerten. Diese Übertragungsfunktionen lassen sich in einigen Fällen in Ersatzschaltbilder überführen. Die angesprochene Literaturstelle [279] zeigt das Modell einer DMFC, das aus mehreren Übertragungsfunktionen besteht. Die gesamte Übertragungsfunktion, die die Spannungsänderung mit der Stromänderung in Beziehung setzt, ist aus drei komplexen Übertragungsfunktionen aufgebaut. Damit werden die Kathode, die Anode und die Membran modelliert. Ein wesentlich einfacheres Modell findet sich in [277]. Hier besteht die Übertragungsfunktion aus einer Parallelschaltung von zwei Übertragungsfunktionen. Die erste Übertragungsfunktion modelliert die Spannungsänderung aufgrund von schnellen Stromänderungen, die zweite berücksichtigt dagegen die langsame Stromdynamik. Ein Beispiel in [293] stellt das Modell sowohl durch ein Ersatzschaltbild als auch durch eine Übertragungsfunktion dar. Hier kann das Ersatzschaltbild ebenfalls in eine Übertragungsfunktion, die die Zellimpedanz modelliert, überführt werden. Ein sehr einfaches Modell für eine PEFC ist in [296] aufgeführt. Hier sind Spannung und Strom der Brennstoffzelle durch eine sehr einfache Übertragungsfunktion verknüpft.

Bei allen Modellen muss immer entschieden werden, welche Effekte abgebildet werden sollen. In dieser Arbeit wird nur das dynamische Verhalten der Spannung in Abhängigkeit

⁶ Parallelschaltung Widerstand R und Kapazität C

⁷ Reihenschaltung von R und L parallel R parallel C

von Stromänderungen modelliert. Für die Übertragungsfunktion, die den Zusammenhang aus Gleichung (4.12) beschreibt, gilt nach [278]:

$$Z_{BZ,dyn}(s) = \underbrace{K_0}_A + \underbrace{\frac{K_1}{T_1 \cdot s + 1}}_B + \underbrace{\frac{K_2}{T_2 \cdot s + 1}}_C \quad (4.13)$$

Die folgende Parameteridentifikation benötigt Startwerte für die Parameter K_0 , K_1 , T_1 , K_2 und T_2 . Die Startwerte werden in einem ersten Schritt für den Stromsprung von 0 A auf 5 A von Hand mit dem Verfahren für PT₁-Elemente aus [258, S. 363] ermittelt. Dazu wird der Verlauf der dynamischen Differenzspannung $U_{BZ,dyn}$ in die einzelnen Terme A, B und C zerlegt. In Tabelle 4.9 sind die von Hand ermittelten Startwerte der Parameteridentifikation aufgeführt. Die Startwerte für beide Konzentrationen stimmen fast überein. Die Einzelspannungsterme aus Gleichung (4.13) und die dynamische Differenzspannung $U_{BZ,dyn}$ aus Gleichung (4.12) verdeutlicht Abbildung 4.15. Hier ist sehr gut das Proportionalverhalten von Term A und das PT₁-Verhalten der Terme B und C zu erkennen. Der Verlauf der dynamischen Differenzspannung $U_{BZ,dyn}$ folgt aus der Addition der drei Terme. Um den gesamten Spannungsverlauf im dynamischen Modell zu erhalten, wird dieser dynamische Spannungsterm zum stationären Spannungswert des stationären Modells addiert. Abbildung 4.15 zeigt, dass das dynamische Verhalten der Gesamtspannung sehr stark von der Zeit abhängig ist. Kurz nach dem Stromsprung ist Term C der dominierende dynamische Term. Erst mit fortlaufender Zeit wird auch das dynamische Verhalten von Term B wirksam, was den Unterschwinger zur Folge hat. Diese Erkenntnis deckt sich mit [285], in der das zeitabhängige dynamische Verhalten für eine PEFC beschrieben ist.

Tabelle 4.9: Startwerte Parameteridentifikation (Stromsprung 0 A auf 5 A)

C_{MeOH}	K_0	K_1	T_1	K_2	T_2
0,4 mol/l	2,06	0,86	10,88	-2,92	0,72
0,6 mol/l	2,07	0,88	8,34	-2,95	0,77

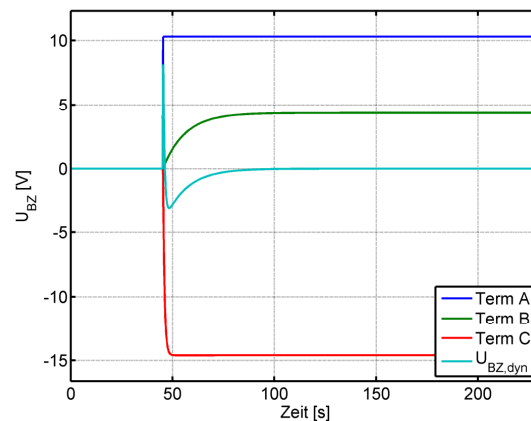


Abbildung 4.15: Zeitlicher Verlauf Einzeltermen und Gesamtspannungsdifferenz (0,4 mol/l)

Für die folgende Parameteridentifikation in Matlab mit der Funktion *lsqnonlin* werden die einzelnen Terme der Übertragungsfunktion aus Gleichung (4.13) zu einer neuen Gesamtübertragungsfunktion zusammengefasst. Damit die dynamische Spannungsdifferenz für $t \rightarrow \infty$ zu Null wird, muss Folgendes gelten, was auch für die Startwerte in Tabelle 4.9 erfüllt ist:

$$K_0 + K_1 + K_2 = 0 \quad (4.14)$$

Damit folgt für die Gesamtübertragungsfunktion nach Zusammenfassung der Terme: [278]

$$Z_{BZ,dyn}(s) = \frac{b_2 \cdot s^2 + b_1 \cdot s}{a_2 \cdot s^2 + a_1 \cdot s + 1} \quad (4.15)$$

Für die Koeffizienten a_1 , a_2 , b_1 und b_2 gilt:

$$a_1 = T_1 + T_2 \quad (4.16)$$

$$a_2 = T_1 \cdot T_2 \quad (4.17)$$

$$b_1 = K_0 \cdot T_1 + K_0 \cdot T_2 + K_1 \cdot T_2 + K_2 \cdot T_1 \quad (4.18)$$

$$b_2 = K_0 \cdot T_1 \cdot T_2 \quad (4.19)$$

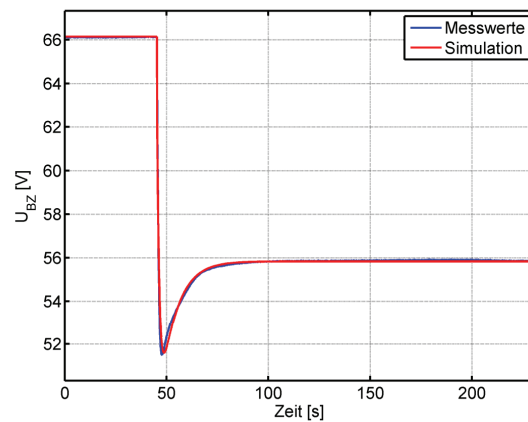
Für die Parameteridentifikation wird die Übertragungsfunktion aus Gleichung (4.15) verwendet. Die Startwerte berechnen sich mit den Gleichungen (4.16) bis (4.19) aus den Werten in Tabelle 4.9. Die Ergebnisse der Parameteridentifikation sind beispielhaft für zwei Konzentrationen für den Stromsprung von 0 A auf 5 A Tabelle 4.10 zu entnehmen. Die Parameter a_1 , a_2 und b_2 werden mit steigender Methanolkonzentration kleiner. Beim Parameter b_1 ist ein Anstieg mit steigender Methanolkonzentration zu beobachten.

Tabelle 4.10: Ergebnisse Parameteridentifikation (Stromsprung 0 A auf 5 A)

	0,4 mol/l	0,6 mol/l
a_1	11,60	9,11
a_2	9,04	7,37
b_1	-8,75	-7,39
b_2	13,10	10,24

Das dynamische Modell in Simulink folgt aus dem stationären Modell durch Erweiterung um die Übertragungsfunktion für die dynamische Spannungsdifferenz. Dieser Aufbau ist im Anhang in Abbildung 9.2 zu sehen.

Einen Vergleich zwischen Simulation und Messung zeigt Abbildung 4.16. Die sehr gute Übereinstimmung zwischen Simulationswerten aus dem dynamischen Modell und den Messwerten geht hieraus hervor. Der Unterschwinger wird nachgebildet und mit fortlaufender Zeit nähert sich die Spannung einem stationären Endwert.

Abbildung 4.16: Vergleich dynamisches Modell mit Messungen (0 A \rightarrow 5 A, 0,4 mol/l)

Eine Beispielsimulation ist in Abbildung 4.17 in Form von verschiedenen U-I-Kennlinien dargestellt. Hier ist zunächst die U-I-Kennlinie zu sehen, die mit dem stationären Modell erzeugt wird. Im Vergleich dazu sind zwei U-I-Kennlinien abgebildet, die aus dem dynamischen Modell hervorgehen. Für diese Kennlinien werden die Stromwerte unterschiedlich lange konstant gehalten. Das Simulationsergebnis zeigt, dass bei einer Wartezeit von 500 s die ermittelte U-I-Kennlinie dem Ergebnis des stationären Modells entspricht. Eine Wartezeit von nur 10 s führt zu einer U-I-Kennlinie, die gegenüber den anderen beiden nach unten verschoben ist. Bei einem Strom von 45 A beträgt der Unterschied 4 V. Erklären lässt sich dieser Spannungsunterschied mithilfe von Abbildung 4.16. Wird der Strom für eine längere Zeit nach dem Sprung konstant gehalten, stellt sich eine Spannung ein, die dem stationären Endwert entspricht. Ist die Wartezeit nach dem Sprung sehr kurz, liegt der gemessene Spannungswert auf dem Spannungsunterschwinger. Aus dieser Simulation wird deutlich, dass es bei U-I-Kennlinien von Bedeutung sein kann, wie lange ein Strom konstant gehalten wird. Unter Umständen weicht die ermittelte U-I-Kennlinie erheblich von der stationären U-I-Kennlinie ab.

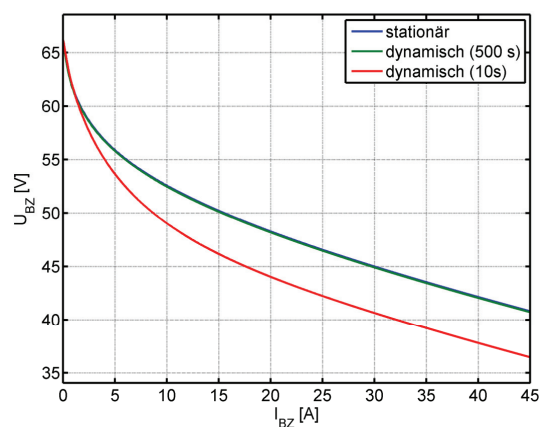


Abbildung 4.17: Simulation U-I-Kennlinien (0,4 mol/l)

4.3.5 Modellierung des DC/DC-Wandlers

In diesem Kapitel werden das stationäre und das dynamische Modell eines DC/DC-Wandlers hergeleitet. Die Modellierung erfolgt nicht für alle Varianten aus Kapitel 2.4.3, sondern nur für einen Tiefsetzsteller aus [297]. Die Vorgehensweise für die restlichen Varianten ist analog.

4.3.5.1 Stationäres Modell

Ausgangspunkt für das stationäre Modell eines DC/DC-Wandlers ist die allgemeine Gleichung, die den Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangsleistung beschreibt. Unter Berücksichtigung der internen DC/DC-Wandlerverluste gilt:

$$\begin{aligned} P_{DCDC,aus} &= \eta_{DCDC} \cdot P_{DCDC,ein} \\ \Rightarrow U_{DCDC,aus} \cdot I_{DCDC,aus} &= \eta_{DCDC} \cdot U_{DCDC,ein} \cdot I_{DCDC,ein} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Wie in Kapitel 2.4 gezeigt, befindet sich am Ein- bzw. Ausgang des DC/DC-Wandlers entweder eine Brennstoffzelle oder ein Energiespeicher. Beide Komponenten können als stromgesteuerte Spannungsquellen angesehen werden:

$$\begin{aligned} U_{DCDC,ein} &= f(I_{DCDC,ein}) \\ U_{DCDC,aus} &= f(I_{DCDC,aus}) \end{aligned} \quad (4.21)$$

Die beiden Spannungen gehen aus den jeweiligen Submodellen an der Eingangs- bzw. Ausgangsseite hervor und stellen für das Modell des DC/DC-Wandlers Eingänge dar. Außerdem kann für den hier betrachteten Tiefsetzsteller ein Sollwert $I_{DCDC,Soll}$ für den Ausgangsstrom vorgegeben werden, der von der internen Regelung des DC/DC-Wandlers geregelt wird. Aus Gleichung (4.20) lassen sich die Modellgleichungen für den Ein- und Ausgangsstrom wie folgt angeben:

$$I_{DCDC,aus} = I_{DCDC,Soll} \quad (4.22)$$

$$I_{DCDC,ein} = \frac{U_{DCDC,aus} \cdot I_{DCDC,aus}}{\eta_{DCDC} \cdot U_{DCDC,ein}} \quad (4.23)$$

Die fehlende Größe in den Modellgleichungen ist der Wirkungsgrad η_{DCDC} des DC/DC-Wandlers. Um diesen zu bestimmen wird der betrachtete DC/DC-Wandler im Teststand an der Eingangsseite mit einer Stromquelle und an der Ausgangsseite mit einer Stromsenke beschaltet. Für eine feste Ausgangsspannung $U_{DCDC,aus}$ wird die Eingangsspannung $U_{DCDC,ein}$ in 5 V-Schritten von 35 V bis 70 V variiert. Der DC/DC-Wandler wird für eine feste Kombination von Ein- und Ausgangsspannungen mit Stromsprüngen am Ausgang beaufschlagt. Der Sollwert für den Ausgangsstrom $I_{DCDC,aus}$ wird so lange in 5 A-Schritten erhöht, bis der Strom am Eingang $I_{DCDC,ein}$ einen vordefinierten maximalen Wert von 45 A oder der Ausgangsstrom den durch den DC/DC-Wandler vorgegebenen Maximalwert von 100 A erreicht. Diese Prozedur lässt sich für verschiedene Ausgangsspannungen wiederholen, die über einen Bereich von 14 V bis 28 V in 2 V-Schritten variiert werden. Beispielhaft sind die Messgrößen $U_{DCDC,aus}$, $U_{DCDC,ein}$, $I_{DCDC,aus}$ und $I_{DCDC,ein}$ für eine Ausgangsspannung von 24 V in Abbildung 4.18 dargestellt.

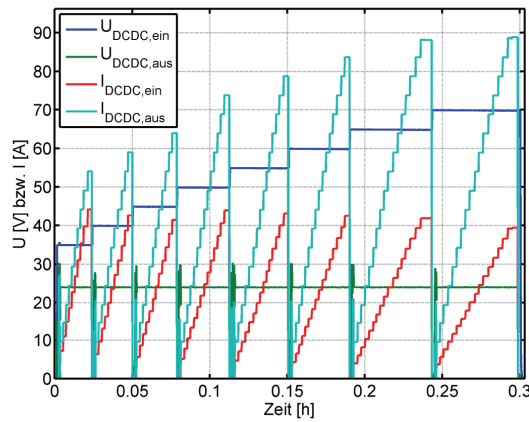


Abbildung 4.18: Messwerte DC/DC-Wandler

Auf Basis der vorliegenden Messwerte wurde in Matlab ein Auswerteprogramm erstellt, das ausgehend von den Messwerten den Wirkungsgrad des DC/DC-Wandlers berechnet. Bei dieser Auswertung hat sich gezeigt, dass der Wirkungsgrad des hier untersuchten Tiefsetzstellers von folgenden Größen abhängig ist:

- Eingangsspannung $U_{DCDC,ein}$
- Eingangsleistung $P_{DCDC,ein}$
- Spannungsverhältnis $U_{DCDC,aus}/U_{DCDC,ein}$

Das Spannungsverhältnis von Ausgangsspannung zu Eingangsspannung wird für das weitere Vorgehen mit \ddot{u}_{DCDC} bezeichnet. Damit folgt für den Wirkungsgrad:

$$\eta_{DCDC} = f(\ddot{u}_{DCDC}, P_{DCDC,ein}, U_{DCDC,ein}) \quad (4.24)$$

Diese Abhängigkeit in Form einer Wirkungsgradkennfeldschar zeigt Abbildung 4.19. Die gesamte Kennfeldschar besteht hier aus acht einzelnen Kennfeldern, wobei jedes Kennfeld einer festen Eingangsspannung im Bereich von 35 V bis 70 V zuzuordnen ist.

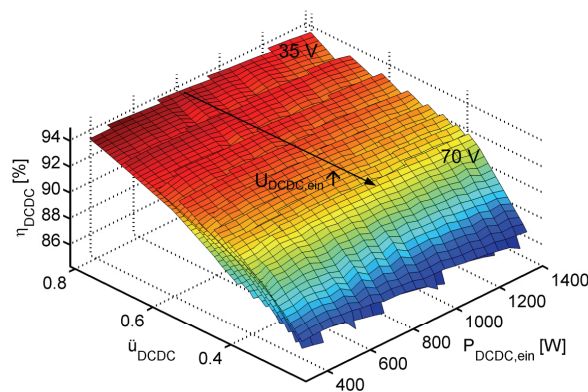


Abbildung 4.19: Wirkungsgradkennfeldschar DC/DC-Wandler

Beispielhaft ist in Abbildung 4.20 das Wirkungsgradkennfeld für eine feste Eingangsspannung von 40 V aufgeführt. Die Faltung des Kennfeldes folgt aus der Interpolation der Messwerte. Der Wirkungsgrad steigt bei konstanter Eingangsleistung mit steigendem Spannungsverhältnis an. Dies deckt sich mit [298], wonach der Wirkungsgrad am größten ist, wenn Ein- und Ausgangsspannung nahe beieinander liegen. Die Spannungsdifferenz zwischen Ein- und Ausgangsseite ist proportional zum Spannungsabfall an allen Bauteilen im Strompfad. Wird der Spannungsabfall an den Bauteilen geringer, ist die Verlustleistung kleiner, wodurch sich der Gesamtwirkungsgrad erhöht. Außerdem ist in diesem Kennfeld erkennbar, dass bei konstantem Spannungsverhältnis mit steigender Eingangsleistung der Wirkungsgrad sinkt. Steigende Eingangsleistung bei konstanter Eingangsspannung bedeutet einen größeren Eingangsstrom, der den Verlust an den internen Bauteilen bestimmt.

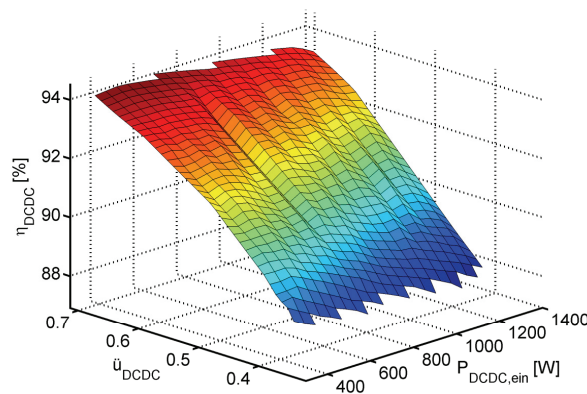


Abbildung 4.20: Wirkungsgradkennfeld DC/DC-Wandler ($U_{DCDC,ein}=40$ V)

Bei der Analyse des hier untersuchten DC/DC-Wandlers wurde eine sehr komplexe Abhängigkeit des Wirkungsgrades von verschiedenen Parametern festgestellt. Die folgende Literaturübersicht in Tabelle 4.11 zeigt andere Abhängigkeiten, die maximal in Form eines Kennfeldes zu finden sind. Ein Kennfeld ist hier gleichbedeutend mit einer Kennlinienschar. Die Darstellung als Kennfeldschar ist nicht aufgeführt.

Tabelle 4.11: Literaturübersicht Wirkungsgradabhängigkeiten DC/DC-Wandler

Quelle	Art	Abhängigkeiten
[32]	Kennlinie	$\eta_{DCDC} = f(P_{DCDC,ein})$ (4.25)
[29]		$\eta_{DCDC} = f(P_{DCDC,aus})$ (4.26)
[299]		$\eta_{DCDC} = f(U_{DCDC,aus})$ (4.27)
[24]	Kennfeld	$\eta_{DCDC} = f(\ddot{u}_{DCDC}, P_{DCDC,aus})$ (4.28)
[197]		$\eta_{DCDC} = f(U_{DCDC,ein}, I_{DCDC,ein})$ (4.29)
[300]		$\eta_{DCDC} = f(\ddot{u}_{DCDC}, P_{DCDC,ein})$ (4.30)

Die Umsetzung der Modellgleichungen (4.22) und (4.23) in Simulink ist Abbildung 9.3 im Anhang zu entnehmen. Die Wirkungsgradkennfeldschar wird hierzu mittels eines n-D Look-up table realisiert. Um die Wirkungsgradkennfeldschar einfacher in Simulink umzusetzen, wird die Abhängigkeit $\eta_{DCDC} = f(U_{DCDC,aus}, P_{DCDC,ein}, U_{DCDC,ein})$ gewählt. Diese Abhängigkeit lässt sich aus Gleichung (4.24) berechnen.

4.3.5.2 Dynamisches Modell

Nachfolgend wird das dynamische Modell eines Tiefsetzstellers beschrieben. Die vorgestellte Vorgehensweise ist analog auf die anderen Varianten aus Kapitel 2.4.3 anwendbar. Im Gegensatz zur Modellierung der DMFC, bei der auf der Basis von Messungen das dynamische Modell entwickelt wurde, wird hier das dynamische Modell theoretisch anhand eines Ersatzschaltbildes hergeleitet.

Analog zum stationären Modell muss das dynamische Modell folgende allgemeine Zusammenhänge zwischen den Modelleingängen $U_{DCDC,ein}$ und $U_{DCDC,aus}$ sowie den Modellausgängen $I_{DCDC,ein}$ und $I_{DCDC,aus}$ beschreiben:

$$I_{DCDC,ein} = f(U_{DCDC,ein}, U_{DCDC,aus}) \quad (4.31)$$

$$I_{DCDC,aus} = f(U_{DCDC,ein}, U_{DCDC,aus}) \quad (4.32)$$

Ausgangspunkt für das dynamische Modell ist das Ersatzschaltbild des betrachteten Tiefsetzstellers in Abbildung 4.21. Im Unterschied zum allgemeinen Ersatzschaltbild eines Tiefsetzstellers in Kapitel 2.4.3.1 ist hier eine Kapazität C_{ein} parallel zu den Eingangsklemmen geschaltet. Sie dient der Glättung des Eingangsstromes I_{ein} . Die Kapazitäts- und Induktivitätswerte der einzelnen Elemente sind [301] entnommen und werden für die spätere Umsetzung des Modells in Simulink benötigt.

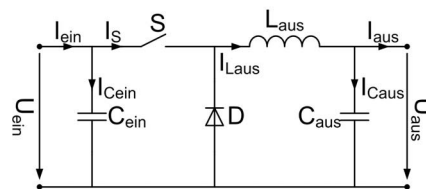


Abbildung 4.21: Ersatzschaltbild DC/DC-Wandler (Tiefsetzsteller) (nach [301])

Der Schalter S wird mit einem zeitabhängigen PWM-Signal $d(t)$ angesteuert. Dieses PWM-Signal entspricht einem Rechtecksignal, das die Werte 1 und 0 mit variabler Dauer bei fester Frequenz vorgibt. Die Schaltfrequenz beträgt in diesem Fall 60 kHz [301]. Bei 1 ist der Schalter S geschlossen, bei 0 geöffnet. Das in Kapitel 2.4.3.1 definierte Tastverhältnis D entspricht dem Mittelwert des zeitlichen PWM-Signals $d(t)$. Wie in Kapitel 2.4.3.1 gezeigt, kann für jede Schalterstellung ein Ersatzschaltbild angegeben werden. Diese zwei Ersatzschaltbilder für den Zustand Schalter EIN (= geschlossen) und den Zustand Schalter AUS (= offen) zeigt Abbildung 4.22.

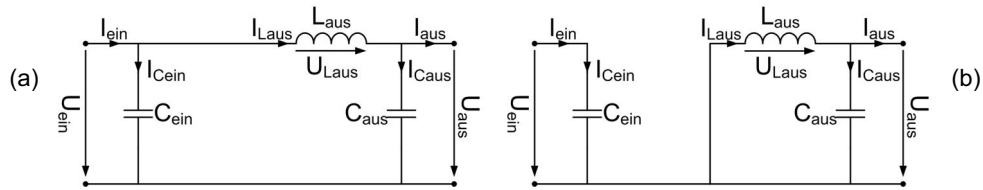


Abbildung 4.22: Ersatzschaltbild Schalter EIN (a) und Schalter AUS (b)

Für jeden dieser Zustände kann eine Zustandsraumdarstellung der Form

$$\begin{aligned}\dot{x} &= A \cdot x + B \cdot u \\ y &= C \cdot x + D \cdot u\end{aligned}\quad (4.33)$$

angegeben werden. Nach [258, S. 559] haben die einzelnen Größen folgende Bedeutung:

- A : Systemmatrix
- B : Eingangsmatrix
- C : Ausgangsmatrix
- D : Durchgangsmatrix
- x : Zustandsvektor
- u : Eingangsvektor
- y : Ausgangsvektor

Die Zustands-, Eingangs- und Ausgangsvektoren werden folgendermaßen gewählt:

$$x = \begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{Laus} \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

$$u = \begin{bmatrix} I_{ein} \\ I_{aus} \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

$$y = \begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

Die Aufstellung der Zustandsraumdarstellung nach Gleichung (4.33) erfolgt beispielhaft für den Zustand Schalter EIN. Aus Abbildung 4.22 (a) folgen mithilfe der Knotenregel diese Gleichungen:

$$I_{ein} = I_{Cein} + I_{Laus} \quad (4.37)$$

$$I_{Laus} = I_{Caus} + I_{aus} \quad (4.38)$$

Mit der Maschenregel gilt:

$$U_{ein} = U_{Laus} + U_{aus} \quad (4.39)$$

Für die drei energietragenden Größen ergibt sich:

$$I_{C_{ein}} = C_{ein} \cdot \frac{dU_{ein}}{dt} \quad (4.40)$$

$$I_{C_{aus}} = C_{aus} \cdot \frac{dU_{aus}}{dt} \quad (4.41)$$

$$U_{L_{aus}} = L_{aus} \cdot \frac{dI_{L_{aus}}}{dt} \quad (4.42)$$

Diese hergeleiteten Gleichungen werden ineinander eingesetzt und entsprechend nach den Ableitungen der Zustandsgrößen aufgelöst:

- Gleichung (4.40) in Gleichung(4.37):

$$\frac{dU_{ein}}{dt} = -\frac{1}{C_{ein}} \cdot (I_{L_{aus}} - I_{ein}) \quad (4.43)$$

- Gleichung (4.41) in Gleichung(4.38):

$$\frac{dU_{aus}}{dt} = \frac{1}{C_{aus}} \cdot (I_{L_{aus}} - I_{aus}) \quad (4.44)$$

- Gleichung (4.42) in Gleichung(4.39):

$$\frac{dI_{L_{aus}}}{dt} = \frac{1}{L_{aus}} \cdot (U_{ein} - U_{aus}) \quad (4.45)$$

Die Gleichungen (4.43) bis (4.45) führen zur Zustandsraumdarstellung für den Zustand Schalter EIN:

$$\begin{aligned} \underbrace{\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{L_{aus}} \end{bmatrix}}_{\dot{x}} &= \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & -\frac{1}{C_{ein}} \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_{aus}} \\ \frac{1}{L_{aus}} & -\frac{1}{L_{aus}} & 0 \end{bmatrix}}_{A_{EIN}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{L_{aus}} \end{bmatrix}}_x + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{C_{ein}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{aus}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}}_{B_{EIN}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} I_{ein} \\ I_{aus} \end{bmatrix}}_u \\ \underbrace{\begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \end{bmatrix}}_y &= \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}}_{C_{EIN}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{L_{aus}} \end{bmatrix}}_x + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}}_{D_{EIN}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} I_{ein} \\ I_{aus} \end{bmatrix}}_u \end{aligned} \quad (4.46)$$

Für den Zustand Schalter AUS gilt analog:

$$\underbrace{\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{L_{aus}} \end{bmatrix}}_{\dot{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_{aus}} \\ 0 & -\frac{1}{L_{aus}} & 0 \end{bmatrix}}_{A_{AUS}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{L_{aus}} \end{bmatrix}}_x + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{C_{ein}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{aus}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}}_{B_{AUS}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} I_{ein} \\ I_{aus} \end{bmatrix}}_u \quad (4.47)$$

Die Gleichung für den Ausgangsvektor y entspricht dem Ausdruck aus Gleichung (4.46). Um zu einer Zustandsraumdarstellung für das gesamte System zu kommen, wird die Methode

des State-Space-Averaging nach [302] angewendet. Hierbei gehen die Zustandsraumdarstellungen der beiden Zustände gewichtet in die endgültige Zustandsraumdarstellung des Gesamtsystems ein. Gleichung (4.46) wird dazu mit dem Tastverhältnis D und Gleichung (4.47) mit dem komplementären Tastverhältnis $1-D$ multipliziert:

$$\dot{x} = D \cdot [A_{EIN} \cdot x + B_{EIN} \cdot u] + (1-D) \cdot [A_{AUS} \cdot x + B_{AUS} \cdot u] \quad (4.48)$$

Aus Gleichung (4.48) mit den Gleichungen (4.46) und (4.47) geht die gemittelte Zustandsraumdarstellung für den Tiefsetzsteller wie folgt hervor:

$$\underbrace{\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{Laus} \end{bmatrix}}_{\dot{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & -\frac{D}{C_{ein}} \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_{aus}} \\ \frac{D}{L_{aus}} & -\frac{1}{L_{aus}} & 0 \end{bmatrix}}_A \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} U_{ein} \\ U_{aus} \\ I_{Laus} \end{bmatrix}}_x + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{C_{ein}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{aus}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}}_B \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} I_{ein} \\ I_{aus} \end{bmatrix}}_u \quad (4.49)$$

Der Ausdruck für den Ausgangsvektor y in Gleichung (4.46) bleibt von der Mittelwertbildung unberührt.

In der gemittelten Zustandsraumdarstellung entsprechen die beiden Ströme I_{ein} und I_{aus} den Modelleingängen und die beiden Spannungen U_{ein} und U_{aus} den Modellausgängen. Um die gesuchten Zusammenhänge aus den Gleichungen (4.31) und (4.32) zu bekommen, wird die gemittelte Zustandsraumdarstellung in Gleichung (4.49) entsprechend aufgelöst. Aus der Laplace-Transformation folgen diese Modellgleichungen, in denen ebenfalls die Ströme durch die Kapazitäten, die Induktivität und den Schalter aus Abbildung 4.21 gekennzeichnet sind:

$$I_{ein} = D \cdot \underbrace{\left[\frac{D \cdot U_{ein} - U_{aus}}{s \cdot L_{aus}} \right]}_{I_{Laus}} + \underbrace{s \cdot C_{ein} \cdot U_{ein}}_{I_{Cein}} \quad (4.50)$$

$$I_{aus} = \underbrace{\frac{D \cdot U_{ein} - U_{aus}}{s \cdot L_{aus}}}_{I_{Laus}} - \underbrace{s \cdot C_{aus} \cdot U_{aus}}_{I_{Caus}} \quad (4.51)$$

Die hergeleiteten Modellgleichungen verwenden nur das gemittelte Tastverhältnis D . Ströme und Spannungen entsprechen daher den jeweiligen Mittelwerten. Dieses Modell wird dementsprechend als Mittelwert-Modell bezeichnet. Für die Modellgleichungen eines PWM-Modells wird in den Gleichungen (4.50) und (4.51) D durch das zeitliche PWM-Signal $d(t)$ ersetzt. Mit diesen Modellgleichungen ist es möglich, die zeitlichen Verläufe aller Strom- und Spannungsgrößen abzubilden. Da sich beide Modellarten nur in der Realisierung des Schalters unterscheiden, können beide Modelle mit einer analogen Grundstruktur in Simulink aufgebaut werden. Die einzelnen Modelle sind Abbildung 9.4 im Anhang zu entnehmen. Ein roter Kasten hebt hier die unterschiedliche Realisierung des Schalters hervor. Da die Modelle weder Verluste berücksichtigen noch die Regelung des Stromes integriert ist, stellen sie eine Vereinfachung dar. In beiden Modellen kann ein Tastverhältnis D vorgegeben

werden, das den Arbeitspunkt bestimmt. Für weitere Simulationen in dieser Arbeit sind diese Vereinfachungen tragbar, da bei Langzeitsimulationen, die die Verluste berücksichtigen, auf das stationäre Modell zurückgegriffen werden kann.

In verschiedenen Literaturstellen wird ebenfalls die State-Space-Averaging-Methode verwendet, um einen Tiefsetzsteller zu modellieren. Allerdings unterscheiden sich die Modelle aus der Literatur vom hier betrachteten Fall. Die Unterschiede beziehen sich auf die Wahl des Zustands- und Ausgangsvektors sowie auf die Beschaltung der Ein- und Ausgangsseite. Eine Übersicht über verschiedene Literaturstellen und deren Besonderheiten gibt Tabelle 4.12.

Tabelle 4.12: Literaturübersicht State-Space-Averaging-Methode für den TSS

Quelle	x	u	Beschaltung Ein- und Ausgang
[303]	I_{Laus}	U_{ein}, U_{aus}	Fehlende Filterkapazitäten C_{ein} und C_{aus} , konstante Spannungen U_{ein} und U_{aus}
[304] [305]	I_{Laus}, U_{aus}	U_{ein}	Fehlende Filterkapazität C_{ein} , konstante Spannung U_{ein} , ohmsche Last am Ausgang
[302]	I_{Laus}, U_{aus}	U_{ein}, I_{aus}	Fehlende Filterkapazität C_{ein} , konstante Spannung U_{ein} , ohmsche Last am Ausgang, Stromquelle I_{aus}

Abweichend von der Literatur wird hier eine andere Vorgehensweise gewählt. Dies folgt aus der Definition der Modelleingänge und -ausgänge in den Gleichungen (4.31) und (4.32). Die Modellgleichungen für Simulink lassen sich aus der Zustandsraumdarstellung berechnen. In den Literaturstellen [302], [303] und [304] aus Tabelle 4.12 wird die gewonnene Zustandsraumdarstellung direkt als Modell in Simulink implementiert. Eine andere Vorgehensweise auf Basis des State-Space-Averaging zeigt [305]. Hier folgt aus der Zustandsraumdarstellung eine Übertragungsfunktion, die einen Zusammenhang zwischen dem Tastverhältnis D und der Ausgangsspannung U_{aus} herstellt.

In dieser Arbeit ist nur das dynamische Modell eines Tiefsetzstellers beschrieben. Die dynamischen Modelle der restlichen Typen ergeben sich analog. Andere dynamische Modelle für einen Hochsetzsteller und einen Tiefsetz-/Hochsetzsteller sind in [303] zu finden. Ein State-Space-Averaging-Modell für einen bidirektionalen DC/DC-Wandler ist in [306] dargestellt. In beiden Literaturstellen erfolgt die Umsetzung als Simulationsmodell direkt mit der Zustandsraumdarstellung. Eine andere Vorgehensweise ist in [307] erläutert. Hier sind die Übertragungsfunktionen, die die Eingangsspannung U_{ein} mit der Ausgangsspannung U_{aus} in Beziehung setzen, für einen Hochsetzsteller und einen Tiefsetzsteller sowie für einen Tiefsetz-/Hochsetzsteller angegeben.

Die hergeleitete Analogie zwischen dem Mittelwert-Modell und dem PWM-Modell eines Tiefsetzstellers verdeutlichen folgende Simulationen. Das Tastverhältnis D hat einen Wert von 0,8. Zuerst sind in Abbildung 4.23 die mit dem PWM-Modell simulierten Ströme I_{ein} , I_{Cein}

und I_S am Eingang sowie die Ströme I_{aus} , I_{Caus} und I_{Laus} am Ausgang dargestellt. Die einzelnen Ströme werden aus dem Ersatzschaltbild in Abbildung 4.21 ersichtlich. Hier sind die Zusammenhänge aus den Gleichungen (4.50) und (4.51) zu erkennen.

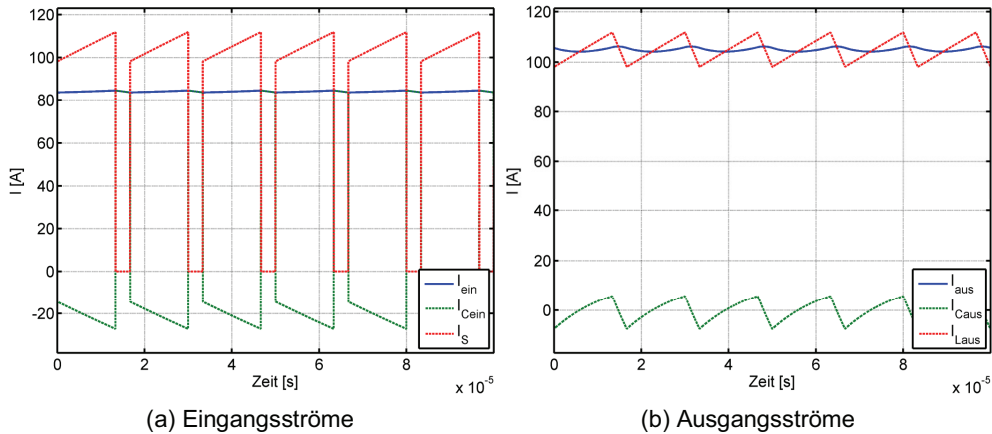


Abbildung 4.23: Ein- und Ausgangsströme (PWM-Modell)

In Abbildung 4.24 sind die simulierten Stromverläufe am Eingang und am Ausgang für das PWM-Modell und das Mittelwert-Modell aufgetragen. Hier wird der zerhackte bzw. zickzackförmige Verlauf der Ströme deutlich. Die Ursache hierfür liegt im Schalten des PWM-Modells. Außerdem zeigt sich hier, dass im Mittelwert-Modell die Taktung des Schaltens eliminiert wird und nur die Mittelwerte der entsprechenden Ströme zu sehen sind. Die Ein- und Ausgangsspannungen der beiden Modellarten lassen sich analog angeben. Darauf wird hier nicht eingegangen. Aus den Mittelwerten der Spannungen kann abgelesen werden, dass sie sich genau wie das fest eingestellte Tastverhältnis D verhalten.

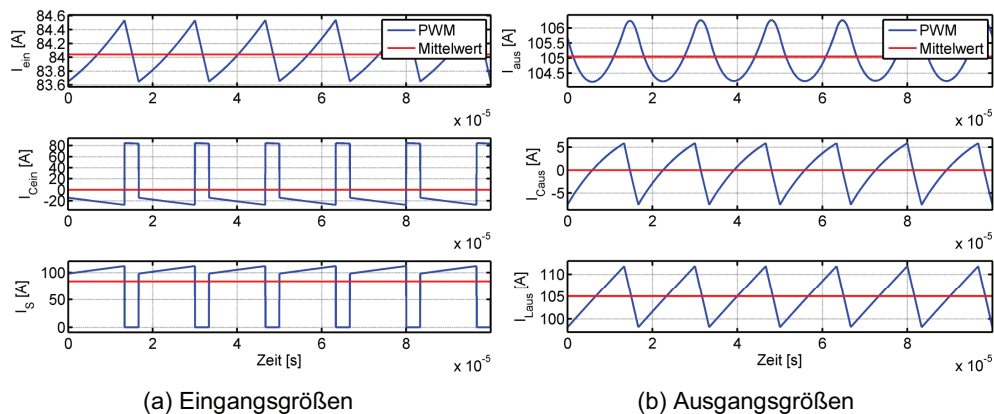


Abbildung 4.24: Vergleich PWM-Modell und Mittelwert-Modell

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass für jede Simulation entschieden werden muss, welches Modell verwendet wird. Ist das Schaltverhalten wichtig, um z. B. den Einfluss auf Komponenten am Ein- bzw. Ausgang des DC/DC-Wandlers zu untersuchen, muss auf das

PWM-Modell zurückgegriffen werden. Ist jedoch das dynamische Verhalten der Einschwingvorgänge interessant, kommt das Mittelwert-Modell zum Einsatz. Vorteil ist die erheblich kürzere Rechenzeit für die Simulation. Für das oben genannte Beispiel ist die Rechenzeit für eine Simulationsdauer von 0,01 s 50-mal höher für das PWM-Modell. Grund hierfür ist die sehr kleine Simulationsschrittweite beim PWM-Modell, um die Schaltvorgänge abbilden zu können.

4.3.6 Modellierung der Energiespeicher

Im Anschluss wird das Verhalten von Energiespeichern stationär und dynamisch beschrieben. Die Herleitung des stationären Modells erfolgt anhand von Ersatzschaltbildern aus der Literatur. Für die dynamischen Modelle der Energiespeicher kann auf Simulinkmodelle zurückgegriffen werden, die im Zuge eines Projektes vom Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen zur Verfügung gestellt wurden.

4.3.6.1 Stationäres Modell

Das stationäre Modell einer Batterie in Form eines Ersatzschaltbildes wird am Beispiel einer Bleibatterie vorgestellt. Eine Möglichkeit für das stationäre Ersatzschaltbild nach [308] zeigt Abbildung 4.25. Ähnlich wie das stationäre Ersatzschaltbild einer Brennstoffzelle besteht es aus einer Spannungsquelle, die die Leerlaufspannung $U_{Bat,00}$ der Batterie abbildet, und einem Reihenwiderstand R_{Bat} .

Der Batteriestrom I_{Bat} kann sowohl negativ als auch positiv sein. Für das weitere Vorgehen gilt:

- $I_{Bat} > 0 \rightarrow$ Batterie entladen
- $I_{Bat} < 0 \rightarrow$ Batterie laden

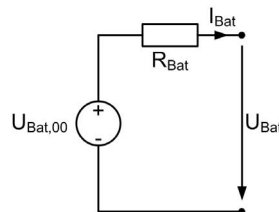


Abbildung 4.25: Stationäres Ersatzschaltbild einer Batterie (nach [308])

Daraus geht die Modellgleichung hervor:

$$U_{Bat} = U_{Bat,00} - R_{Bat} \cdot I_{Bat} \quad (4.52)$$

Sowohl die Leerlaufspannung $U_{Bat,00}$ als auch der Widerstand R_{Bat} sind nach [308] vom Ladezustand SOC und von der Temperatur T_{Bat} abhängig. Im Folgenden wird nur die Abhängigkeit vom Ladezustand betrachtet. Die Abhängigkeit $R_{Bat}=f(SOC)$ gilt nach [308] für Bleibatterien, da sich bei der Entladung schlecht leitendes Bleisulfat bildet.

Der Widerstand R_{Bat} repräsentiert den Innenwiderstand der Batterie und kann nach [40, S. 225ff] auf verschiedene Art und Weise gemessen werden. Im Allgemeinen wird zwischen einem Gleichstromwiderstand und einem Wechselstromwiderstand unterschieden. Zur Bestimmung des Gleichstromwiderstandes wird die Batterie mit einem Stromsprung beaufschlagt und die Spannungsänderung nach einer definierten Zeit gemessen. Üblich ist hier eine Zeit von 3 s. Der Wert des Gleichstromwiderstandes berechnet sich aus der gemessenen Spannungsänderung dividiert durch die Stromänderung. Im Gleichstromwiderstand sind nach [40, S. 225] neben dem ohmschen Widerstand auch dynamische Widerstandsanteile enthalten. Der Wechselstromwiderstand wird mit einem aufgeprägten Wechselstrom fester Frequenz gemessen. Er entspricht dem gemessenen Effektivwert der Spannung dividiert durch den Effektivwert des Stromes. Der Wechselstromwiderstand ist in der Regel in Datenblättern für eine Frequenz von 1 kHz angegeben. Durch die hohe Frequenz werden nicht die dynamischen Widerstandsanteile erfasst, sondern die ohmschen Widerstandsanteile.

Das Ersatzschaltbild in Abbildung 4.25 unterscheidet für den Widerstand nicht die Richtung des Stromes. Eine Erweiterung dieses Ersatzschaltbildes in [300] berücksichtigt die Stromrichtung wie folgt:

$$R_{Bat} = \begin{cases} R_{Bat,laden} & \text{für } I_{Bat} < 0 \\ R_{Bat,entladen} & \text{für } I_{Bat} > 0 \end{cases} \quad (4.53)$$

Der Entlade- bzw. Ladewiderstand berechnet sich nach [58] aus der jeweiligen Spannungsänderung geteilt durch die Stromänderung.

Nachfolgend werden für eine Bleibatterie sowohl der Wechselstromwiderstand als auch der Entlade- bzw. Ladewiderstand in Abhängigkeit des Ladezustandes betrachtet. Die zugehörigen Werte sind der Literatur entnommen und bilden die Grundlage für ein Modell. Da neben den Widerständen auch die Leerlaufspannung vom Ladezustand abhängig ist, muss das Modell ebenfalls ein Teilmodell zur Bestimmung des Ladezustandes enthalten. Mit einem Startladezustand SOC_{Start} und der Batteriekapazität K_{Bat} folgt für den Ladezustand nach Gleichung (2.18):

$$SOC = SOC_{Start} - \frac{\int I_{Bat} dt}{K_{Bat}} \quad (4.54)$$

Es liegt nahe, die gesuchte Batteriekapazität K_{Bat} mit der aus Datenblättern bekannten Nennkapazität $K_{Bat,N}$ gleichzusetzen. Diese gilt nach Kapitel 2.3.1 für einen definierten Entladestrom. Weicht der tatsächliche Entladestrom von diesem Wert ab, muss insbesondere bei Bleibatterien eine Korrektur bei der Kapazitätsermittlung durchgeführt werden. Die Stromabhängigkeit der Batteriekapazität beschreibt nach Kapitel 2.3.2 der Peukert-Effekt.

Wird die Batterie zum einen mit Nennstrom $I_{Bat,N}$ in der Zeit t_N und zum anderen mit dem Strom $I_{Bat,x}$ in der Zeit t_x entladen, gilt nach Gleichung (2.32):

$$I_{Bat,N}^p \cdot t_N = I_{Bat,x}^p \cdot t_x \quad (4.55)$$

Mit

$$K_{Bat,N} = I_{Bat,N} \cdot t_N \quad (4.56)$$

und

$$K_{Bat,x} = I_{Bat,x} \cdot t_x \quad (4.57)$$

lässt sich Gleichung (4.55) umschreiben: [308]

$$K_{Bat,x} = K_{Bat,N} \cdot \left(\frac{I_{Bat,N}}{I_{Bat,x}} \right)^{p-1} \quad (4.58)$$

Der Entladestrom $I_{Bat,x}$ wird nach [196] mit dem absoluten Durchschnittsstrom gleichgesetzt:

$$I_{Bat,x} = \frac{1}{t} \cdot \int_0^t I_{Bat}(t) dt \quad (4.59)$$

Damit kann der Ladezustand nach Gleichung (4.54) auf zwei verschiedene Arten berechnet werden, die sich auf unterschiedliche Kapazitäten beziehen:

- Nennkapazität:

$$SOC = SOC_{Start} - \frac{\int I_{Bat} dt}{K_{Bat,N}} \quad (4.60)$$

- Peukert-Kapazität:

$$SOC = SOC_{Start} - \frac{\int I_{Bat} dt}{K_{Bat,N} \cdot \left(\frac{I_{Bat,N}}{I_{Bat,x}} \right)^{p-1}} \quad \text{mit} \quad I_{Bat,x} = \frac{1}{t} \cdot \int_0^t I_{Bat}(t) dt \quad (4.61)$$

Diese Berechnungen können in das beispielhafte Simulationsmodell einer Bleibatterie aus [106] integriert werden. Dazu werden die folgenden Parameter benötigt:

- $U_{Bat,00} = f(SOC)$
- $R_{Bat} = f(SOC, I_{Bat})$
- $K_{Bat,N}$, $I_{Bat,N}$ und Peukert-Faktor p

Die Leerlaufspannung und der Wechselstromwiderstand als Funktion des Ladezustandes sind [309] entnommen. Die zugehörigen Werte in Tabelle 4.13 gelten für eine Temperatur von 20 °C und beziehen sich auf einen 12 V-Block der betrachteten Bleibatterie.

Tabelle 4.13: Leerlaufspannung und Wechselstromwiderstand einer Bleibatterie

	SOC		
	50 %	80 %	100 %
U_{Bat,00} [V]	12,46	12,87	13,07
R_{Bat} [mΩ]	3,05	2,89	2,79

Der Entlade- und Ladewiderstand für diese Batterie sind in [50] aufgeführt. Die zugehörigen Werte in Abhängigkeit des Ladezustandes für eine Temperatur von 20 °C zeigt Tabelle 4.14. Bei einer leeren Batterie steigt der Entladewiderstand an und bei einer vollen Batterie wird

der Ladewiderstand größer. Im Vergleich zum Wechselstromwiderstand aus Tabelle 4.13 ist der Entladewiderstand etwa gleich. Der Ladewiderstand dagegen ist bis zu 9-mal größer.

Tabelle 4.14: Entlade- und Ladewiderstand einer Bleibatterie (12 V-Block)

	SOC			
	40 %	60 %	80 %	100 %
$R_{\text{Bat,entladen}} [\text{m}\Omega]$	4,05	3,73	---	3,41
$R_{\text{Bat,laden}} [\text{m}\Omega]$	6,86	13,71	27,43	---

Um den Peukert-Faktor p zu bestimmen, werden zwei unterschiedliche Kapazitätswerte mit zugehörigen Entladeströmen und -zeiten benötigt. Die entsprechenden Werte sind nach [310] in Tabelle 4.15 aufgeführt. Die Kapazität für den 20-stündigen Entladevorgang wird für das Weitere als Nennkapazität $K_{\text{Bat},N}$ verwendet. Damit berechnet sich anhand Gleichung (4.55) der Peukert-Faktor p zu 1,08.

Tabelle 4.15: Kapazitäten, Entladeströme und Entladezeiten einer Bleibatterie

Kapazität $K_{\text{Bat}} [\text{Ah}]$	Entladestrom $I_{\text{Bat}} [\text{A}]$	Entladezeit $t_{\text{Bat}} [\text{h}]$
50	2,5	20
45	9	5

Die in Simulink aufgebauten Modelle mit Wechselstromwiderstand bzw. mit Entlade- und Ladewiderstand sind Abbildung 9.5 im Anhang zu entnehmen. Die unterschiedlichen Berechnungsarten für den Ladezustand aus den Gleichungen (4.60) und (4.61) werden in einem eigenen Modellblock realisiert.

Um das stationäre Modell zu verifizieren, werden simulierte Werte mit Messungen verglichen. Die Messungen für die betrachtete Bleibatterie werden am Teststand aus Kapitel 4.2 durchgeführt und sind in Kapitel 6.3.2.3 genauer beschrieben. Bei der Testmessung wird die Batterie, beginnend bei einem Ladezustand von 54,8 %, mit dem angenäherten charakteristischen Fahrzyklus aus Kapitel 3.5 beaufschlagt. Simuliert wird hier das Modell mit Wechselstromwiderstand und im Vergleich dazu das Modell mit Entlade- und Ladewiderstand. Die SOC-Berechnung erfolgt mit Gleichung (4.60). Modellinput bei dieser Simulation ist der gemessene Batteriestrom. Als Output liefert das Modell die simulierte Batteriespannung und den berechneten SOC. Zum Vergleich der beiden Modelle zeigt Abbildung 4.26 die relative Abweichung

$$rA = \frac{|U_{\text{Bat,Simulation}} - U_{\text{Bat,Messung}}|}{U_{\text{Bat,Messung}}} \quad (4.62)$$

der simulierten Batteriespannung $U_{\text{Bat,Simulation}}$ von der gemessenen Batteriespannung $U_{\text{Bat,Messung}}$. In Abbildung 4.26 (a) ist das Ergebnis für das Modell mit Wechselstromwiderstand und in Abbildung 4.26 (b) das entsprechende Ergebnis für das Modell mit Entlade- und Ladewiderstand zu sehen.

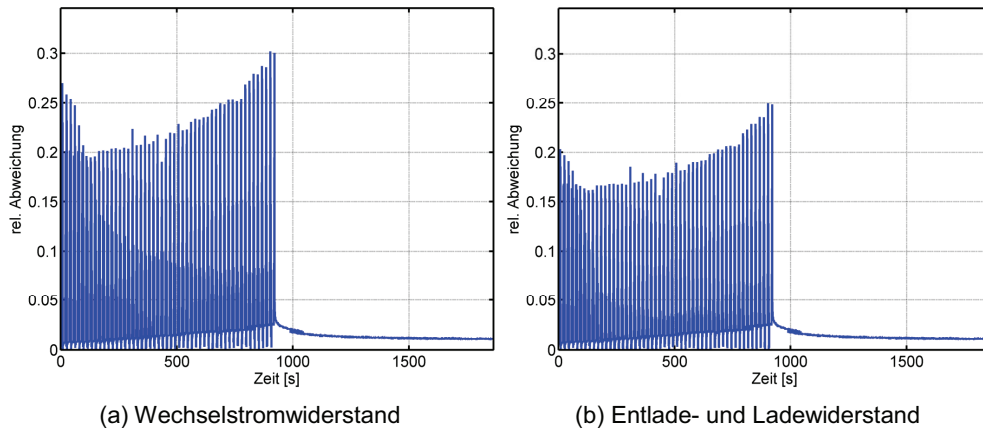


Abbildung 4.26: relative Abweichung von simulierten und gemessenen Werten

Unter Belastung bis etwa 1000 s ist beim Modell mit Wechselstromwiderstand die relative Abweichung größer als beim Modell mit Entlade- und Ladewiderstand. Beim ersten beträgt die maximale relative Abweichung 30 %, beim zweiten beträgt sie maximal 25 %. Die relative Abweichung im Leerlauf ab etwa 1000 s am Ende des Versuchs beträgt in beiden Fällen 1 %. Trotz der hohen relativen Abweichungen ist das Modell mit Entlade- und Ladewiderstand besser.

Aus den vorgestellten Messungen kann im Vergleich zu den Literaturwerten aus Tabelle 4.14 ebenfalls der Entlade- und Ladewiderstand in Abhängigkeit von der Leerlaufspannung bestimmt werden. Eine genauere Beschreibung folgt in Kapitel 6.3.2.3. Der Verlauf ist in Abbildung 4.27 für 10%-Schritte des Ladezustandes dargestellt. Damit wird eine analoge Simulation durchgeführt. Die berechnete relative Abweichung zeigt Abbildung 4.28. Am Anfang der Simulation ist die maximale relative Abweichung mit über 15 % immer noch sehr hoch. In Bereichen aus Abbildung 4.26, in denen maximale relative Abweichungen von bis zu 30 % vorkommen, liegt hier die relative Abweichung nur bei etwa 5 %. Dieses Modell zeigt damit eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung.

Für die Simulation in Abbildung 4.28 gilt ebenfalls die SOC-Berechnung nach Gleichung (4.60), die auf die Nennkapazität bezogen ist. Im nächsten Schritt wird die Simulation mit der SOC-Berechnung nach Gleichung (4.61) durchgeführt. Hier entspricht die Batteriekapazität der Peukert-Kapazität. Der Ladezustand und die Batteriespannung am Ende der Simulation sind für beide Simulationen und die Messungen Tabelle 4.16 zu entnehmen. Die SOC-Berechnung mit Nennkapazität weicht um fast 10%-Punkte vom tatsächlichen Ladezustand ab. Die SOC-Berechnung bezogen auf die Peukert-Kapazität zeigt dagegen nur einen Fehler von etwa 4%-Punkten. Die daraus berechneten Leerlaufspannungen unterscheiden sich nur um etwa 0,2 V bzw. 0,1 V von der tatsächlichen Messung. Das Modell mit Lade- und Entladewiderstand und der SOC-Berechnung über die Peukert-Kapazität liefert somit die besten Ergebnisse.

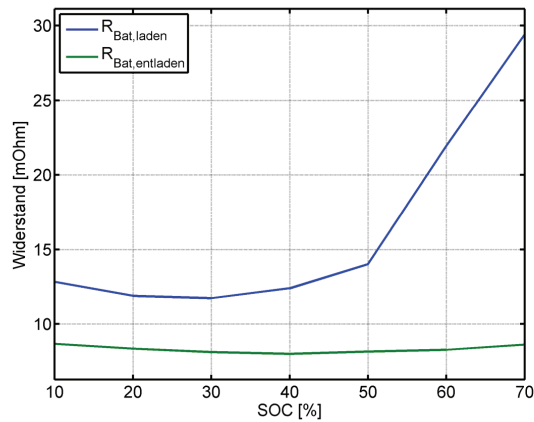


Abbildung 4.27: Entlade- und Ladewiderstand ermittelt aus Messungen (12 V-Block)

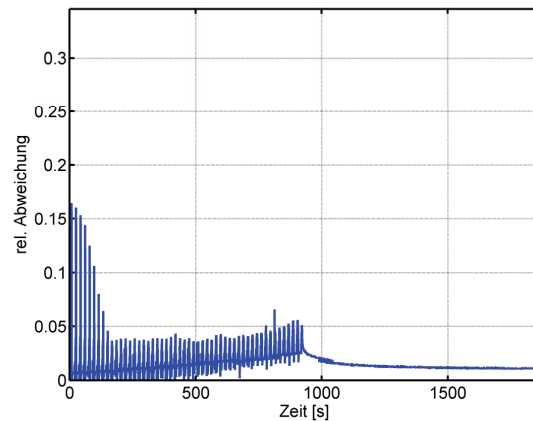


Abbildung 4.28: relative Abweichung (Entlade- und Ladewiderstand aus Messungen)

Tabelle 4.16: Vergleich SOC-Berechnungen stationäres Modell Batterie

	Messwerte	SOC-Berechnung mit Nennkapazität	SOC-Berechnung mit Peukert-Kapazität
Endwert U_{Bat}	24,2 V	24,4 V	24,3 V
Endwert SOC	22,6 %	31,9 %	26,7 %

4.3.6.2 Dynamisches Modell

Analog zum Modell der DMFC kann das dynamische Modell eines Energiespeichers aus dem stationären Ersatzschaltbild abgeleitet werden. Ein beispielhaftes dynamisches Ersatzschaltbild für eine Batterie zeigt nach [311] Abbildung 4.29. Das stationäre Ersatzschaltbild aus Abbildung 4.25 wurde um ein RC-Element ergänzt, das das dynamische Verhalten beschreibt. Die zusätzlichen Parameter C_{Bat} und $R_{\text{Bat,dyn}}$ sind nach [311] ebenfalls von der Temperatur und vom Ladezustand abhängig.

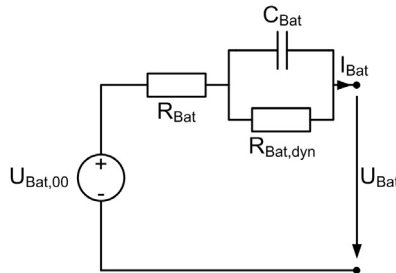


Abbildung 4.29: Dynamisches Ersatzschaltbild einer Batterie (nach [311])

Neben dem genannten Beispiel finden sich in der Literatur weitere dynamische Modelle für Energiespeicher, die auf Ersatzschaltbildern basieren. Diese sind hier nicht näher beschrieben. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird bei dynamischen Simulationen auf Energiespeichermodelle vom ISEA zurückgegriffen, die im Zuge eines Projektes zur Verfügung gestellt wurden [312]. Grundlage der einzelnen Modelle für Blei-, Lithium- und NiMH-Batterien sowie für Superkondensatoren ist die Impedanzspektroskopie. Nach [313] eignet sie sich sehr gut, um das hochdynamische Verhalten abbilden zu können. Die Vorgehensweise bei der Impedanzspektroskopie ist nach [314] folgende:

- Einprägen eines kleinen Wechselstromsignals mit definierter Frequenz
- Überlagerung mit einem Gleichstromsignal
- Messung der Spannung
- Bestimmung der komplexen Impedanz

Aus der Impedanzspektroskopie ergibt sich die Impedanz des Energiespeichers in Form eines Nyquist-Diagramms. Dazu wird der Imaginärteil der Impedanz über dem Realteil aufgetragen. Die Standardelemente Widerstand, Kapazität und Induktivität haben jeweils charakteristische Impedanzverläufe. Durch Zuordnung zu den einzelnen Bereichen der ermittelten Impedanz geht daraus das Ersatzschaltbild hervor. Dies verdeutlicht Abbildung 4.30 am Beispiel einer Lithiumbatterie.

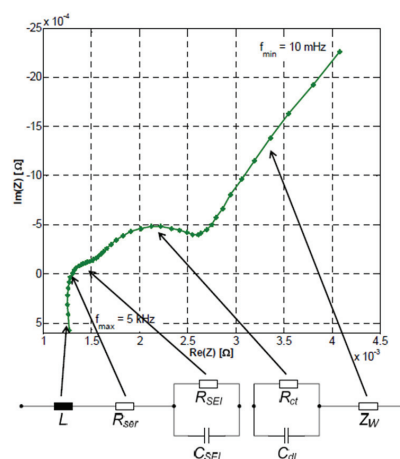


Abbildung 4.30: Nyquist-Diagramm und Ersatzschaltbild (Quelle: [315])

Die Impedanzspektren sind nach [313] vom Ladezustand, von der Temperatur, vom überlagerten Gleichstrom und vom Alterungszustand des Energiespeichers abhängig. Auf die Ersatzschaltbilder der unterschiedlichen Energiespeichertechnologien und die Realisierung der Modelle wird hier nicht weiter eingegangen. Eine beispielhafte Beschreibung von impedanzbasierten Modellen ist in [316], [317] und [318] zu finden.

4.3.7 Modellierung des Fahrprofils

Um ein Hybridsystem simulieren zu können, wird analog zum Teststand als Modellinput ein Fahrprofil benötigt. Die verschiedenen Fahrprofile zur Untersuchung des Hybridsystems wurden in Kapitel 3 vorgestellt und definiert. Sie liegen in der folgenden Form vor:

$$P_{Fahr} = f(t) \quad (4.63)$$

Um daraus ein Simulationsmodell zu erhalten, das die in Tabelle 4.4 definierten Ein- und Ausgänge hat, muss diese Berechnung in Simulink implementiert werden:

$$I_{Fahr} = \frac{P_{Fahr}}{U_{Fahr}} \quad (4.64)$$

Die zeitabhängige Leistung wird hierzu als Look-up table in Simulink integriert. Die Realisierung des Modells in Simulink ist im Anhang in Abbildung 9.6 dargestellt.

4.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden die zwei Systemanalyseinstrumente Teststand und Modellierung vorgestellt. Beim Teststand ging aus den definierten Anforderungen die Realisierung hervor. Bei der Modellierung wurden die unterschiedlichen stationären und dynamischen Modelle der Komponenten DMFC, DC/DC-Wandler und Energiespeicher hergeleitet. Im weiteren Verlauf der Arbeit kann für verschiedene Arten von Simulationen auf unterschiedliche Modelle zurückgegriffen werden. Die Modellbildung erfolgte entweder auf Basis von Messungen oder rein theoretisch. Für beide Systemanalyseinstrumente werden Fahrzyklen aus Kapitel 3 als Inputparameter verwendet. Damit ist es möglich, die Ergebnisse aus Teststandsuntersuchungen mit den Simulationsergebnissen zu vergleichen und diese untereinander zu verifizieren.

5 Konzeptentwicklung für Hybridisierung und Regelung

5.1 Motivation

Ziel dieser Arbeit ist es, ein Hybridisierungs- und Regelungskonzept für eine hochdynamische Anwendung aus dem Bereich der leichten Traktion zu entwickeln. Ein DMFC-Hybridsystem soll hierbei die bisher eingesetzte Bleitraktionsbatterie ohne Leistungsvermögensverlust ersetzen. Daraus ergeben sich verschiedene Vorteile: [3] [235] [246]

- schnelles Nachtanken von Methanol, statt zeitaufwendigem Laden der Batterie
- kein Batteriewechsel
- höhere Energiedichte
- längere Betriebsdauer
- keine 2 bis 3 Batterien pro Fahrzeug, keine Ladestationen, kein Batterielager, kein Personal für Batteriewechsel und Laden → Kosteneinsparung

Die Charakterisierungsergebnisse und die Systemanalyseinstrumente aus den vorhergehenden Kapiteln bilden die Grundlage für die Konzeptentwicklung, die sich in zwei Teile gliedert:

- Konzeptentwicklung für Hybridisierung (Kapitel 5.2)
- Konzeptentwicklung für Regelung (Kapitel 5.3)

Gründe für die Hybridisierung einer DMFC und damit die Motivation für die Konzeptentwicklung sind in Kapitel 2.1.3 aufgeführt. Kapitel 2.4 beschreibt verschiedene Verfahren zur Kopplung von Brennstoffzelle und Energiespeicher. Für die Hybridisierung wird untersucht, welche Kopplung von DMFC und Energiespeicher für die betrachtete Anwendung sinnvoll ist. Nach Kapitel 2.5 muss bei der indirekten Kopplung der Energiefluss zwischen den einzelnen Komponenten optimal aufgeteilt werden. Dazu wird eine Regelung benötigt, die aus den aktuellen Zuständen von DMFC und Energiespeicher einen Sollwert für den DC/DC-Wandler berechnet.

5.2 Hybridisierung

5.2.1 Überblick

Kapitel 2.1.3 unterscheidet zwischen einem seriellen und parallelen Brennstoffzellenhybrid. In der hier betrachteten Anwendung wird die Originalbatterie durch ein DMFC-Hybridsystem ersetzt. Die Batterie ist dabei elektrisch direkt mit dem Fahrmotor gekoppelt. Ziel ist es, die Batterie ohne Umbauten am Fahrzeug durch das DMFC-Hybridsystem zu ersetzen. Daher muss der Brennstoffzellenhybrid als serieller Hybrid umgesetzt werden, bei dem die Traktion nur über den Elektromotor des Fahrzeugs erfolgt. DMFC und Energiespeicher sind in diesem Fall analog zur Originalbatterie direkt elektrisch mit dem Fahrmotor verbunden.

Dieser Brennstoffzellenhybrid besteht aus den folgenden Komponenten:

- Energiewandler: DMFC und Batterie oder Superkondensator
- Energiespeicher: Methanoltank und Batterie oder Superkondensator

Für die Herleitung möglicher Schaltungsvarianten in Kapitel 5.2.2 gelten folgende Annahmen für den Aufbau des Hybridsystems:

- eine DMFC
- minimal ein und maximal zwei verschiedene Energiespeicher
- maximal ein DC/DC-Wandler pro Energiewandler

Nach Abbildung 5.1 werden die möglichen Schaltungsvarianten in einen aktiven oder passiven Hybrid eingeteilt, je nachdem ob Brennstoffzelle und Energiespeicher mit oder ohne DC/DC-Wandler gekoppelt sind. Der aktive Hybrid wird noch weiter bezüglich der Anzahl der verwendeten DC/DC-Wandler unterteilt. Zwei oder drei DC/DC-Wandler lassen sich entweder parallel schalten oder in einer Kaskade anordnen.

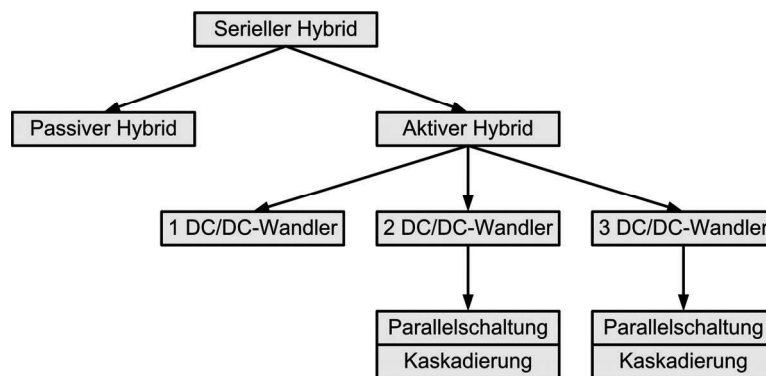


Abbildung 5.1: Übersicht Schaltungskonzepte serieller Brennstoffzellenhybrid

5.2.2 Herleitung möglicher Schaltungsvarianten

Ein reines Brennstoffzellenfahrzeug wird so lange mit noch zu definierenden Elementen erweitert, bis die Annahmen aus Kapitel 5.2.1 erfüllt sind. Dies führt zur maximalen Ausbaustufe eines Brennstoffzellenhybrides, der aus einer Brennstoffzelle mit zwei Energiespeichern und drei DC/DC-Wandlern besteht. Es gibt viele Möglichkeiten, wie sich eine Brennstoffzelle mit bis zu zwei Energiespeichern und bis zu drei DC/DC-Wandlern erweitern lässt. Um diese einzugrenzen, werden Bedingungen für die möglichen Schaltungsvarianten definiert:

- Das erste Element ist immer eine Brennstoffzelle.
- Es dürfen keine zwei DC/DC-Wandler unmittelbar aufeinanderfolgen.
- Parallelschaltungen sind gleich (z. B. Batterie || Superkondensator = Superkondensator || Batterie).
- Ein DC/DC-Wandler darf nicht an letzter Stelle stehen (Ausnahme: Parallelschaltung von zwei DC/DC-Wandlern).

Im ersten Schritt wird ein reines Brennstoffzellenfahrzeug mit einem Energiespeicher und maximal zwei DC/DC-Wandlern kombiniert. Unter Berücksichtigung der definierten Bedingungen folgen in der ersten Erweiterungsstufe vier Grundtypen. Die zugehörigen Schaltungsvarianten sind in Abbildung 5.2 aufgeführt. Das Energiespeicherelement (ESP) kann hier sowohl eine Batterie als auch ein Superkondensator sein. Aus den vier Grundtypen

resultieren vier Erweiterungselemente. Diese entsprechen in den Schaltungen den Komponenten rechts von der Brennstoffzelle (BZ) und sind wie folgt bezeichnet:

- Abbildung 5.2 (a) → Erweiterungselement A
- Abbildung 5.2 (b) → Erweiterungselement B
- Abbildung 5.2 (c) → Erweiterungselement C
- Abbildung 5.2 (d) → Erweiterungselement D

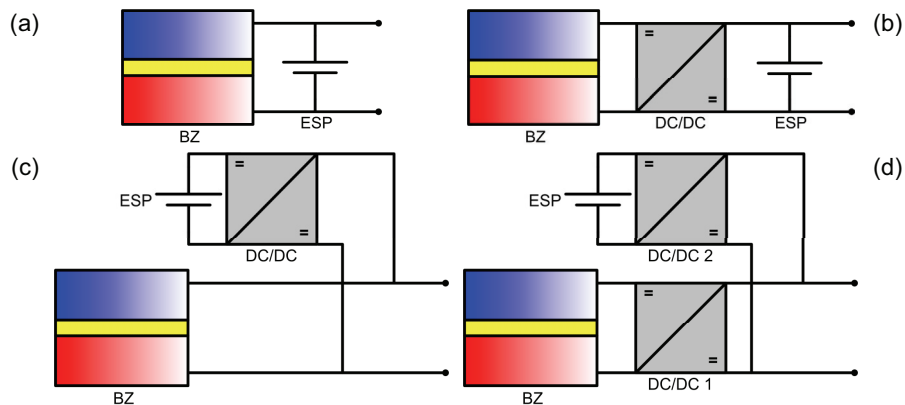


Abbildung 5.2: Grundtypen Brennstoffzellenhybride

Im zweiten Schritt werden die vier Grundtypen jeweils mit den vier Erweiterungselementen kombiniert. Daraus folgt die maximale Anzahl von Energiespeichern und DC/DC-Wandlern, wie bei den Annahmen definiert. Die zweistufige Erweiterung eines Brennstoffzellenfahrzeuges ist nach Abbildung 5.3 in Form einer Matrix darstellbar. Die Zeilen der Matrix geben die Anzahl der Energiespeicher an. In den Spalten wird die Anzahl der DC/DC-Wandler variiert.

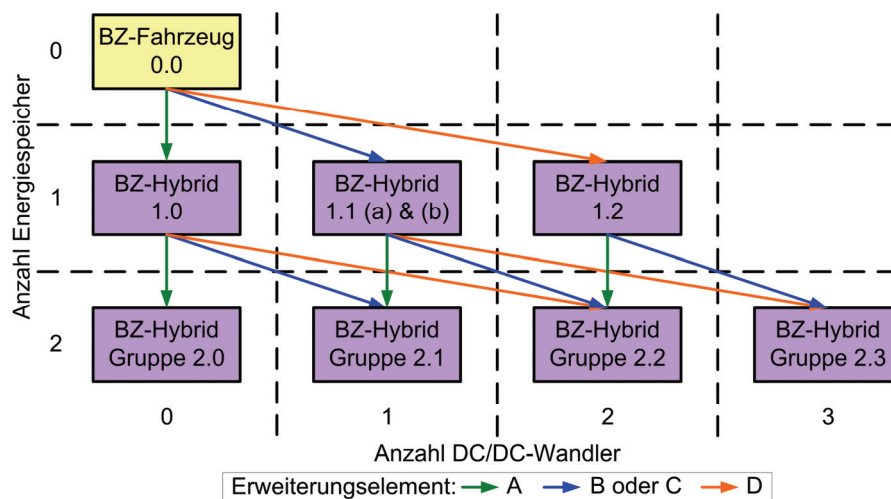


Abbildung 5.3: Matrix Schaltungsvarianten Brennstoffzellenhybrid

Die Grundtypen der ersten Erweiterungsstufe aus Abbildung 5.2 entsprechen den folgenden Bezeichnungen aus Abbildung 5.3:

- Abbildung 5.2 (a) → BZ-Hybrid 1.0
- Abbildung 5.2 (b) → BZ-Hybrid 1.1 (a)
- Abbildung 5.2 (c) → BZ-Hybrid 1.1 (b)
- Abbildung 5.2 (d) → BZ-Hybrid 1.2

Neben dem Brennstoffzellenfahrzeug, das mit BZ-Fahrzeug 0.0 bezeichnet ist, und den vier Grundtypen gibt es weitere vier Gruppen von Brennstoffzellenhybriden. Die Nummerierung für alle Varianten geht aus der Zeile (erste Ziffer) und der Spalte (zweite Ziffer) der Matrix hervor. Der Übergang von einer zur nächsten Gruppe ist mit Pfeilen gekennzeichnet, wobei die einzelnen Farben der Pfeile den Erweiterungselementen zugeordnet sind. Für einen Zeilenwechsel in der gleichen Spalte wird Erweiterungselement A benötigt. Für einen Zeilenwechsel mit einfachem Spaltenwechsel wird Erweiterungselement B oder C verwendet. Erweiterungselement D führt zu einem Zeilenwechsel mit zweifachem Spaltenwechsel. Mit dieser Vorgehensweise lässt sich die Anzahl der möglichen Schaltungsvarianten eingrenzen. Nach Tabelle 5.1 kommen zusammen mit dem reinen Brennstoffzellenfahrzeug 19 Schaltungsvarianten vor.

Tabelle 5.1: Anzahl möglicher Schaltungsvarianten

		Anzahl DC/DC-Wandler				
		0	1	2	3	
Anzahl Energiespeicher	0	1	---	---	---	1
	1	1	2	1	---	4
	2	1	4	6	3	14
		3	6	7	3	19

Tabelle 5.2 zeigt eine Übersicht der möglichen Schaltungsvarianten. Hier ist aufgeführt, welche Schaltungsvariante sich ergibt, wenn das reine BZ-Fahrzeug und die vier Grundtypen mit den vier definierten Erweiterungselementen kombiniert werden. Die Tabelle verweist auf die entsprechende Abbildung im Anhang und auf die Hybridisierungskonzepte aus Kapitel 2.4.4.1.

Kapitel 2.4.1 unterscheidet den Brennstoffzellenhybrid bezüglich der Kopplungsart. Die direkte Kopplung von Brennstoffzelle und Energiespeicher wird als passiver Hybrid bezeichnet, die indirekte Kopplung als aktiver Hybrid. Der BZ-Hybrid 1.0 und die BZ-Hybrid Gruppe 2.0 entsprechen einer reinen direkten Kopplung. Eine reine indirekte Kopplung stellen BZ-Hybrid 1.1 (a) & (b) sowie die BZ-Hybrid Gruppen 2.2 und 2.3 dar. Bei den BZ-Hybrid Gruppen 2.1 und 2.2 muss unterschieden werden, aus welcher Ausgangsgruppe sie hervorgehen. Die Erweiterung von BZ-Hybrid 1.1 (a) & (b) zur BZ-Hybrid Gruppe 2.1 führt ebenfalls zu einer reinen indirekten Kopplung. Eine reine indirekte Kopplung bei BZ-Hybrid Gruppe 2.2 folgt aus BZ-Hybrid 1.1 (a) & (b) und BZ-Hybrid 1.2. Ist der BZ-Hybrid 1.0 der Ausgangspunkt für die BZ-Hybrid Gruppen 2.1 und 2.2, sind diese eine Mischung zwischen direkter und indirekter Kopplung.

Tabelle 5.2: Übersicht Schaltungsvarianten Brennstoffzellenhybride

Ausgangspunkt	Erweiterungselement	neues Konzept	Abbildung	Konzept aus Technikübersicht ⁸
0.0	A	1.0	Abbildung 5.2 (a)	I, II
	B	1.1 (a)	Abbildung 5.2 (b)	IV, V
	C	1.1 (b)	Abbildung 5.2 (c)	VII, VIII
	D	1.2	Abbildung 5.2 (d)	X, XI
1.0	A	2.0	Abbildung 9.7	III
	B	2.1	Abbildung 9.8 (a)	---
	C	2.1	Abbildung 9.8 (b)	---
	D	2.2	Abbildung 9.9 (a)	---
1.1 (a)	A	2.1	Abbildung 9.8 (c)	---
	B	2.2	Abbildung 9.9 (b)	---
	C	2.2	Abbildung 9.9 (c)	---
	D	2.3	Abbildung 9.10 (a)	---
1.1 (b)	A	2.1	Abbildung 9.8 (d)	---
	B	2.2	Abbildung 9.9 (d)	---
	C	2.2	Abbildung 9.9 (e)	XII
	D	2.3	Abbildung 9.10 (b)	---
1.2	A	2.2	Abbildung 9.9 (f)	---
	C	2.3	Abbildung 9.10 (c)	XIII

5.2.3 Ermittlung favorisierter Schaltungsvarianten

Die vorgestellten möglichen Schaltungsvarianten werden in Kapitel 5.4 mit den Instrumenten der Systemanalyse analysiert. Eine Vorauswahl ermöglichen die Kriterien Leistung der Brennstoffzelle und Gesamtsystemwirkungsgrad, um den Analyseaufwand gering zu halten. Für die vier Grundtypen 1.0, 1.1 (a), 1.1 (b) und 1.2 werden die benötigte Brennstoffzellenleistung und der Gesamtwirkungsgrad näherungsweise ermittelt. Anschließend wird überprüft, wie sich diese Werte für die Erweiterungskonzepte ändern.

Als Kriterium für die Bestimmung der Brennstoffzellenleistung gilt: keine Änderung des Ladezustandes des Energiespeichers zwischen Zyklusanfang und Zyklusende. Die Brennstoffzellenleistung muss daher so gewählt werden, dass die Energiebilanz des Energiespeichers über den gesamten Fahrzyklus ausgeglichen ist. Unter Berücksichtigung der Lade- und Entladewirkungsgrade des Energiespeichers gilt:

$$\frac{1}{\eta_{ESP,E}} \cdot E_{ESP,E} = \eta_{ESP,L} \cdot E_{ESP,L} \quad (5.1)$$

mit

- $\eta_{ESP,E}$: Entladewirkungsgrad des Energiespeichers [-]
- $\eta_{ESP,L}$: Ladewirkungsgrad des Energiespeichers [-]
- $E_{ESP,E}$: beim Entladen entnommene Energie [Wh]
- $E_{ESP,L}$: beim Laden zugeführte Energie [Wh]

⁸ Bezeichnung der Konzepte nach Tabelle 2.15

Werden der Lade- und Entladewirkungsgrad zum gesamten Energiespeicherwirkungsgrad η_{ESP} zusammengefasst, folgt aus Gleichung (5.1):

$$E_{ESP,E} = \eta_{ESP} \cdot E_{ESP,L} \quad (5.2)$$

Die Berechnung der Energiebilanz wird am Beispiel des Grundkonzeptes 1.0 erläutert. Die drei Phasen des allgemeinen Fahrzyklus werden dazu durch Rechtecke mit einer mittleren Fahr-, Brems- und Stillstandsleistung angenähert. Unter der Annahme, dass die gesuchte Brennstoffzellenleistung P_{BZ} über den gesamten Fahrzyklus konstant ist, ergibt sich der Verlauf von Fahrprofil- und Brennstoffzellenleistung in Abbildung 5.4. Folgende Größen sind hier bezeichnet:

- E_{Fahren} : gesamte elektrische Energie, die beim Fahren verbraucht wird [Wh]
- $E_{Bremsen}$: gesamte elektrische Energie, die beim Bremsen zurückgespeist wird [Wh]
- $E_{Stillstand}$: gesamte elektrische Energie, die im Stillstand verbraucht wird [Wh]
- t_{Fahren} : gesamte Fahrdauer [s]
- $t_{Bremsen}$: gesamte Bremsdauer [s]
- $t_{Stillstand}$: gesamte Stillstandszeit [s]

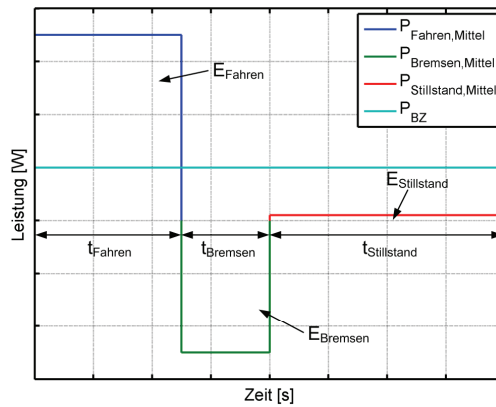


Abbildung 5.4: Energiebilanz Fahrprofil

Mit Abbildung 5.4 gilt für die zwei Energietermine aus Gleichung (5.2):

$$E_{ESP,E} = E_{Fahren} - P_{BZ} \cdot t_{Fahren} \quad (5.3)$$

$$E_{ESP,L} = E_{Bremsen} + P_{BZ} \cdot t_{Bremsen} + P_{BZ} \cdot t_{Stillstand} - E_{Stillstand} \quad (5.4)$$

Der Verbrauch der Peripheriekomponenten $P_{Peripherie}$ muss ebenfalls von der Brennstoffzelle zur Verfügung gestellt werden. Gleichungen (5.3) und (5.4) mit Gleichung (5.2) ergeben damit einen Term für die gesuchte Brennstoffzellenleistung für Grundtyp 1.0, der sich folgendermaßen berechnet:

$$P_{BZ}^{1.0} = \frac{E_{Fahren} - \eta_{ESP} \cdot (E_{Bremsen} - E_{Stillstand})}{t_{Fahren} + \eta_{ESP} \cdot (t_{Bremsen} + t_{Stillstand})} + P_{Peripherie} \quad (5.5)$$

Mit dem Peripheriewirkungsgrad

$$\eta_{\text{Peri}} = 1 - \frac{P_{\text{Peripherie}}}{P_{\text{BZ}}} \quad (5.6)$$

folgt aus Gleichung (5.5):

$$P_{\text{BZ}}^{1.0} = \frac{1}{\eta_{\text{Peri}}} \cdot \frac{E_{\text{Fahren}} - \eta_{\text{ESP}} \cdot (E_{\text{Bremsen}} - E_{\text{Stillstand}})}{t_{\text{Fahren}} + \eta_{\text{ESP}} \cdot (t_{\text{Bremsen}} + t_{\text{Stillstand}})} \quad (5.7)$$

Die Herleitung für die restlichen Grundtypen ist analog. Für Grundtyp 1.1 (a) ergibt sich:

$$P_{\text{BZ}}^{1.1(a)} = \frac{1}{\eta_{\text{DCDC}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{Peri}}} \cdot \frac{E_{\text{Fahren}} - \eta_{\text{ESP}} \cdot (E_{\text{Bremsen}} - E_{\text{Stillstand}})}{t_{\text{Fahren}} + \eta_{\text{ESP}} \cdot (t_{\text{Bremsen}} + t_{\text{Stillstand}})} \quad (5.8)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{P_{\text{BZ}}^{1.0}}$

Da die Peripherie beim Grundtyp 1.1 (a) an der Ausgangsseite des DC/DC-Wandlers versorgt wird, gilt hier für den Peripheriewirkungsgrad:

$$\eta_{\text{Peri}} = 1 - \frac{P_{\text{Peripherie}}}{\eta_{\text{DCDC}} \cdot P_{\text{BZ}}} \quad (5.9)$$

Mit dem Peripheriewirkungsgrad nach Gleichung (5.6) lautet der Term für die Brennstoffzellenleistung für Grundtyp 1.1 (b):

$$P_{\text{BZ}}^{1.1(b)} = \frac{1}{\eta_{\text{Peri}}} \cdot \frac{E_{\text{Fahren}} - \eta_{\text{DCDC}}^2 \cdot \eta_{\text{ESP}} \cdot (E_{\text{Bremsen}} - E_{\text{Stillstand}})}{t_{\text{Fahren}} + \eta_{\text{DCDC}}^2 \cdot \eta_{\text{ESP}} \cdot (t_{\text{Bremsen}} + t_{\text{Stillstand}})} \quad (5.10)$$

Für Grundtyp 1.2 wird der Peripheriewirkungsgrad nach Gleichung (5.9) mit $\eta_{\text{DCDC}} = \eta_{\text{DCDC}1}$ berechnet. Damit folgt für die Brennstoffzellenleistung:

$$P_{\text{BZ}}^{1.2} = \frac{1}{\eta_{\text{DCDC}1}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{Peri}}} \cdot \frac{E_{\text{Fahren}} - \eta_{\text{DCDC}2}^2 \cdot \eta_{\text{ESP}} \cdot (E_{\text{Bremsen}} - E_{\text{Stillstand}})}{t_{\text{Fahren}} + \eta_{\text{DCDC}2}^2 \cdot \eta_{\text{ESP}} \cdot (t_{\text{Bremsen}} + t_{\text{Stillstand}})} \quad (5.11)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{P_{\text{BZ}}^{1.1(b)}}$

Die Wirkungsgrade η_{DCDC} , $\eta_{\text{DCDC}1}$ und $\eta_{\text{DCDC}2}$ beziehen sich auf den jeweiligen DC/DC-Wandler in Abbildung 5.2.

Die vorgestellten Gleichungen gelten allgemein für jeden beliebigen Fahrzyklus. Um die vier Grundtypen zu vergleichen wird die benötigte Brennstoffzellenleistung für den angenäherten Kommissionierbetrieb aus Kapitel 3.5 bestimmt. Die Parameter für diesen Fahrzyklus sind in Tabelle 5.3 entsprechend den Bezeichnungen aus Abbildung 5.4 zusammengestellt. Nach Kapitel 3.5 ist der Verbrauch im Stillstand Null.

Tabelle 5.3: Energiemengen und Zeiten für den angenäherten Kommissionierbetrieb

E_{Fahren} [Ws]	18468	t_{Fahren} [s]	5,40
E_{Bremsen} [Ws]	5607	t_{Bremsen} [s]	2,10
E_{Stillstand} [Ws]	0	t_{Stillstand} [s]	8,57

Für die Wirkungsgrade werden diese Annahmen getroffen:

- $\eta_{DCDC} = \eta_{DCDC1} = \eta_{DCDC2} = 90\%$
- $\eta_{ESP} = 80\%$
- $\eta_{Pen} = 85\%$

Die berechneten Ergebnisse zeigt Tabelle 5.4. Die Brennstoffzellenleistung steigt von Grundtyp 1.0 bis zu Grundtyp 1.2 an und ist für letzteren 33 % größer.

Tabelle 5.4: benötigte Brennstoffzellenleistung der vier Grundtypen

Grundtyp	P_{BZ} [W]
1.0	1180
1.1 (a)	1312
1.1 (b)	1417
1.2	1575

Grundlage für die Abschätzung des Gesamtsystemwirkungsgrades ist die berechnete Brennstoffzellenleistung. Dazu wird ein Energieflussdiagramm verwendet, das für Grundtyp 1.0 in Abbildung 5.5 zu sehen ist.

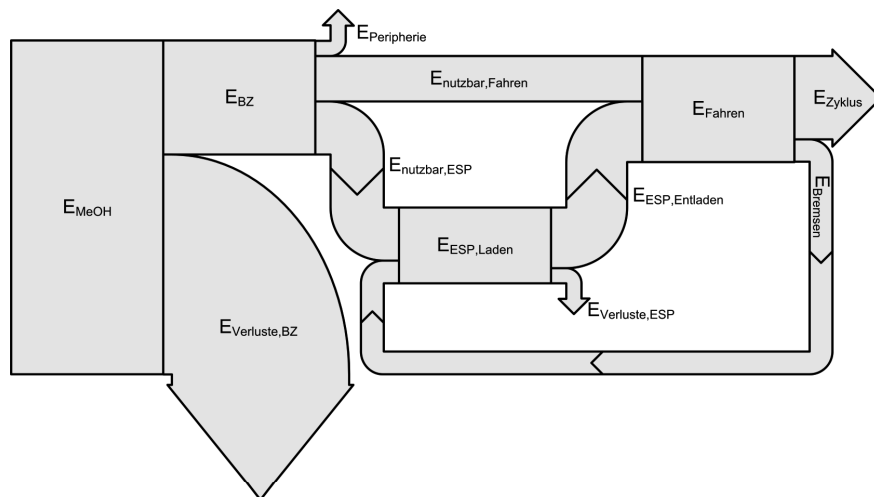


Abbildung 5.5: Energieflussdiagramm für Grundtyp 1.0

Die zugeführte Energie des Methanols E_{MeOH} ergibt abzüglich der Brennstoffzellenverluste $E_{Verluste,BZ}$ die gesamte elektrische Energie der Brennstoffzelle E_{BZ} . Davon wird die Peripherie mit $E_{Peripherie}$ versorgt. Vom Rest kann $E_{nutzbar,Fahren}$ direkt zum Fahren genutzt werden. Der Anteil $E_{nutzbar,ESP}$ lädt zusammen mit der Bremsenergie $E_{Bremsen}$ aus dem Fahrzyklus den Energiespeicher. Die gesamte Ladeenergie geht zum Teil in Form der Energiespeicherverluste $E_{Verluste,ESP}$ verloren. Zum Fahren trägt die Entladeenergie $E_{ESP,Entladen}$ bei. Die nutzbare Energie $E_{nutzbar,Fahren}$ aus der Brennstoffzelle und die Entladeenergie $E_{ESP,Entladen}$ des Energiespeichers bilden zusammen die gesamte Fahrenergie E_{Fahren} . Mit der

zurückgespeisten Bremsenergie E_{Bremsen} folgt daraus der effektive Energieverbrauch E_{Zyklus} des Zyklus.

Damit errechnet sich für den Gesamtsystemwirkungsgrad:

$$\eta_{\text{ges}} = \frac{E_{\text{Fahren}}}{E_{\text{MeOH}}} \quad (5.12)$$

Unter Berücksichtigung des Brennstoffzellenwirkungsgrades η_{BZ} gilt:

$$\eta_{\text{ges}} = \eta_{\text{BZ}} \cdot \frac{E_{\text{Fahren}}}{E_{\text{BZ}}} \quad (5.13)$$

Die zum Fahren benötigte Energie E_{Fahren} ist Tabelle 5.3 zu entnehmen. Die gesamte elektrische Energie E_{BZ} der Brennstoffzelle wird aus der Brennstoffzellenleistung berechnet:

$$E_{\text{BZ}} = P_{\text{BZ}} \cdot (t_{\text{Fahren}} + t_{\text{Bremsen}} + t_{\text{Stillstand}}) \quad (5.14)$$

Mit den Zeitdauern aus Tabelle 5.3, der Brennstoffzellenleistung aus Tabelle 5.4 und für einen Brennstoffzellenwirkungsgrad η_{BZ} von 30 % zeigt Tabelle 5.5 die ermittelten Gesamtsystemwirkungsgrade. Die Anzahl der DC/DC-Wandler hat einen deutlich erkennbaren Einfluss. Der Gesamtsystemwirkungsgrad ist bei Grundkonzept 1.2 mit zwei DC/DC-Wandlern um etwa 7 %-Punkte schlechter als bei Grundkonzept 1.0 ohne DC/DC-Wandler.

Tabelle 5.5: Gesamtsystemwirkungsgrade der vier Grundtypen

Grundtyp	η_{ges} [%]
1.0	29,21
1.1 (a)	26,29
1.1 (b)	24,33
1.2	21,89

Aus den beiden Vergleichskriterien folgt, dass Grundtyp 1.0 sowohl die geringste Brennstoffzellenleistung benötigt als auch den besten Gesamtsystemwirkungsgrad hat. Allein auf diese Vergleichskriterien bezogen, ist Grundtyp 1.0 das favorisierte Konzept. Allerdings hat die reine direkte Kopplung von Grundtyp 1.0 nach Kapitel 2.4.2 und Kapitel 2.4.3 Nachteile. Aus der indirekten Kopplung bei den Grundtypen 1.1 (a), 1.1 (b) und 1.2 folgen Vorteile im Betrieb. Daher wird neben dem favorisierten Grundtyp 1.0 die beste Variante der indirekten Kopplung, hier Grundtyp 1.1 (a), ausgewählt. Die einzelnen Vor- und Nachteile gehen aus der Systemanalyse in Kapitel 5.4 hervor. Die restlichen Grundtypen und deren Erweiterungen werden nicht weiter betrachtet.

Die Änderung der beiden Vergleichskriterien wird für die Erweiterungskonzepte von Grundtyp 1.0 und 1.1 (a) untersucht. Dazu werden die Grundtypen 1.0 und 1.1 (a) mit ihren Erweiterungen 2.0, 2.1 und 2.2 wie in Abbildung 5.6 dargestellt. Alle Schaltungsvarianten gehen aus zwei Grundschaltungen hervor, in denen die Energiespeichereinheit als Blackbox

realisiert ist. Die Darstellung verdeutlicht, welche BZ-Hybride aus Abbildung 5.3 sich ergeben, wenn die Blackbox durch eine der 5 Energiespeichereinheiten ersetzt wird.

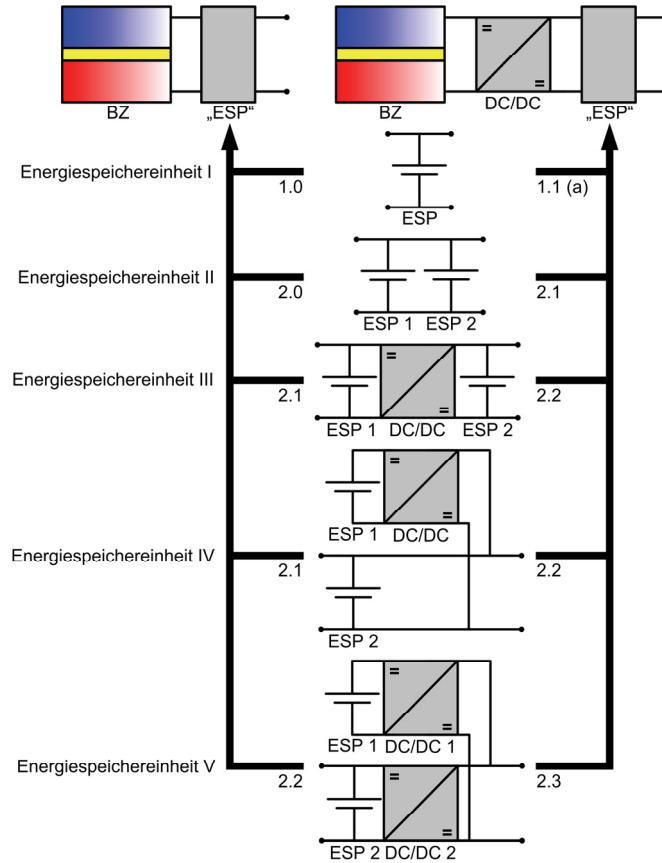


Abbildung 5.6: Grundtypen 1.0 und 1.1 (a) mit Realisierung der Energiespeichereinheit

Um das Verhalten des Gesamtsystemwirkungsgrades zu analysieren, wird betrachtet, wie sich der Wirkungsgrad für Energiespeichereinheit II bis V im Vergleich zur Energiespeichereinheit I verändert. In Tabelle 5.6 ist die Wirkungsgradkette angegeben, wenn Energiespeicher 1 (ESP 1) und Energiespeicher 2 (ESP 2) über die Brennstoffzelle geladen und anschließend im Fahrbetrieb entladen werden. Außerdem ist die Wirkungsgradkette für den Fall aufgeführt, dass Bremsenergie in den Energiespeicher geladen wird und anschließend eine Entladung im Fahrbetrieb erfolgt. Für Energiespeichereinheit I gilt der Wirkungsgrad η_{ESP} für beide Wirkungsgradketten. Der mittlere Wirkungsgrad für die Energiespeichereinheiten III bis V ist kleiner als der Gesamtwirkungsgrad η_{ESP} der Energiespeichereinheit I. Für die Energiespeichereinheit II kann für den Fall $\eta_{ESP1} < \eta_{ESP} < \eta_{ESP2}$ unter Umständen der mittlere Gesamtwirkungsgrad größer sein als der Gesamtwirkungsgrad der Energiespeichereinheit I, je nachdem welcher Energieanteil auf den Energiespeicher mit dem größeren Wirkungsgrad entfällt.

Tabelle 5.6: Wirkungsgrade Energiespeichereinheiten

Energiespeicher- einheit	Laden über BZ → Fahren		Bremsenergie → Fahren	
	ESP 1	ESP 2	ESP 1	ESP 2
II	η_{ESP1}	η_{ESP2}	η_{ESP1}	η_{ESP2}
III	$\eta_{ESP1} \cdot \eta_{DCDC}$	$\eta_{DCDC} \cdot \eta_{ESP2}$	$\eta_{ESP1} \cdot \eta_{DCDC}^2$	η_{ESP2}
IV	$\eta_{ESP1} \cdot \eta_{DCDC}^2$	η_{ESP2}	$\eta_{ESP1} \cdot \eta_{DCDC}^2$	η_{ESP2}
V	$\eta_{DCDC2} \cdot \eta_{ESP1} \cdot \eta_{DCDC1}^2$	$\eta_{DCDC2} \cdot \eta_{ESP2}$	$\eta_{ESP1} \cdot \eta_{DCDC1}^2$	$\eta_{ESP2} \cdot \eta_{DCDC2}^2$

Damit fallen alle Konzepte weg, deren Wirkungsgrad schlechter als der Wirkungsgrad der Energiespeichereinheit I ist. Ein schlechterer Wirkungsgrad hätte auch Auswirkungen auf die Brennstoffzellenleistung, die in diesem Fall höher ausfiele. Damit bleiben diese vier Konzepte übrig, die in Kapitel 5.4 mit den Systemanalyseinstrumenten untersucht werden:

- Grundkonzept 1.0:
direkte Kopplung mit einem Energiespeicher nach Abbildung 5.2 (a)
- Grundkonzept 1.1 (a):
indirekte Kopplung mit einem Energiespeicher nach Abbildung 5.2 (b)
- Erweiterungskonzept 2.0 als Erweiterung von 1.0:
direkte Kopplung mit zwei Energiespeichern nach Abbildung 9.7
- Erweiterungskonzept 2.1 als Erweiterung von 1.1 (a):
indirekte Kopplung mit zwei Energiespeichern nach Abbildung 9.8 (c)

5.3 Regelung

5.3.1 Herleitung eines Basiskonzeptes

In der Konzeptentwicklung für die Hybridisierung haben sich als Favoriten im Wesentlichen zwei Grundkonzepte herauskristallisiert, die jeweils mit einem oder zwei Energiespeichern realisiert werden können. Beide Konzepte unterscheiden sich in ihrer Kopplungsart. Für die indirekte Kopplung über einen DC/DC-Wandler muss eine Regelung realisiert werden. Mit dieser Regelung soll es möglich sein, abhängig von den aktuellen Zuständen von DMFC und Energiespeicher den Energiefluss zwischen diesen beiden Komponenten aufzuteilen. Dazu berechnet die Regelung einen Sollwert für den Strom am Ausgang des DC/DC-Wandlers.

Ziel der Regelung ist, den Energiespeicher auf einem konstanten Ladezustand zu halten. Dafür muss als Regelgröße (RG) eine Zustandsgröße des Energiespeichers gewählt werden, aus der der aktuelle Ladezustand ermittelt werden kann. Verschiedene Möglichkeiten zeigt Kapitel 5.3.2 auf.

Ausgangspunkt für die Entwicklung eines Regelungskonzeptes sind zwei Verfahren, die eine Alterung der DMFC sowohl vermeiden als auch erkennen:

- Vermeidung der Alterung durch ein Begrenzungskennlinie [319]
- Erkennung der Alterung mit einer Kennfeldregelung [320]

Die Begrenzungskennlinie hat die Aufgabe, die Brennstoffzellenspannung auf einen minimalen Wert zu begrenzen und eine Alterung aufgrund von Korrosion zu verhindern.

Dieses Alterungsphänomen ist in [321] beschrieben. Die Begrenzungskennlinie liegt nach [322] in der Form

$$U_{BZ,min} = f(T_{BZ}) \quad (5.15)$$

vor, wobei T_{BZ} die aktuelle Temperatur der Brennstoffzelle angibt. Dadurch wird vorgegeben, wie weit die Brennstoffzelle in der Aufheizphase belastet werden darf, ohne dass es zu einer Unterschreitung der definierten minimalen Spannung kommt.

Um das Ziel eines konstanten Ladezustandes mit der Leistungsbegrenzung der Brennstoffzelle in Einklang zu bringen, wird ein möglicher erster Regler wie folgt definiert:

- Sollwert: RG_{Soll}
- Istwert: RG_{Ist}
- Stellgröße: $U_{BZ,Soll}$

Als zusätzlichen Eingang hat der Regler die aktuelle Temperatur T_{BZ} der Brennstoffzelle. Mit der integrierten Begrenzungskennlinie nach Gleichung (5.15) wird die Stellgröße $U_{BZ,Soll}$ auf einen minimalen Wert begrenzt.

Die Stellgröße des ersten Reglers bestimmt einen Arbeitspunkt der Brennstoffzelle und damit deren Leistung. Außerdem kann die Brennstoffzellenleistung durch Vorgabe eines Sollwertes für den Ausgangsstrom des DC/DC-Wandlers variiert werden. Um die Stellgröße $U_{BZ,Soll}$ des ersten Reglers in einen Sollwert $I_{DCDC,Soll}$ für den DC/DC-Wandler umzuwandeln, wird ein zweiter Regler mit den folgenden Größen nachgeschaltet:

- Sollwert: $U_{BZ,Soll}$
- Istwert: $U_{BZ,Ist}$
- Stellgröße: $I_{DCDC,Soll}$

Die definierten Regler bilden zusammen einen Kaskadenregler. Abbildung 5.7 zeigt das gesamte Regelungskonzept bestehend aus dem Kaskadenregler und einer Kennfeldregelung, die im weiteren Verlauf beschrieben wird. Ströme und Spannungen sind wie in Abbildung 5.8 bezeichnet. Der DC/DC-Wandler regelt intern den vorgegebenen Sollwert $I_{DCDC,Soll}$, was einen Strom $I_{DCDC,aus}$ am Ausgang und einen Strom $I_{DCDC,ein}$ am Eingang zur Folge hat. Der Eingangsstrom ist identisch mit dem aktuellen Brennstoffzellenstrom $I_{BZ,Ist}$. Aus dem Ausgangsstrom des DC/DC-Wandlers folgt zusammen mit dem Fahrstrom I_{Fahr} der Strom I_{ESP} des Energiespeichers. Aufgrund der Charakteristik der Brennstoffzelle führt der Brennstoffzellenstrom $I_{BZ,Ist}$ zur aktuellen Brennstoffzellenspannung $U_{BZ,Ist}$. Im Unterschied zur üblichen Realisierung von Reglern, bei denen die Differenz zwischen Soll- und Istwert gebildet wird, ist hier die Differenz zwischen Ist- und Sollwert die Eingangsgröße der Regler. Dieser Unterschied wird am folgenden Beispiel deutlich: Ist der Sollwert der Regelgröße RG_{Soll} größer als der Istwert RG_{Ist} , muss dem Energiespeicher mehr Leistung zugeführt werden. Mehr Leistung bedeutet für die Brennstoffzelle eine geringere Spannung. Allerdings erhöht in diesem Fall die übliche Reglerrealisierung die Stellgröße. Die gleiche Argumentation gilt für Regler 2.

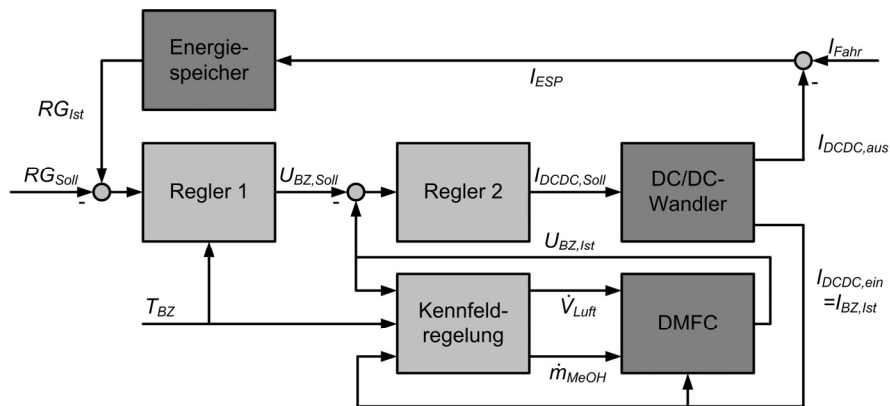


Abbildung 5.7: Basisregelungskonzept des DMFC-Hybridsystems

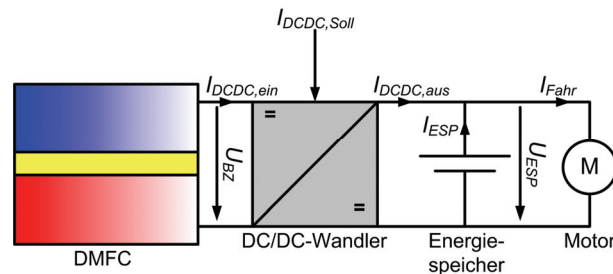


Abbildung 5.8: Indirekte Kopplung mit Mess-, Regel- und Stellgrößen

Die Kennfeldregelung in Abbildung 5.7 hat die Aufgabe, die Alterung zu erkennen und bei einer solchen eine Leistungsanpassung durch Änderung der Parameter Luftvolumenstrom \dot{V}_{Luft} und Methanolmassenstrom \dot{m}_{MeOH} vorzunehmen. Das Ablaufdiagramm der Kennfeldregelung zeigt Abbildung 5.9.

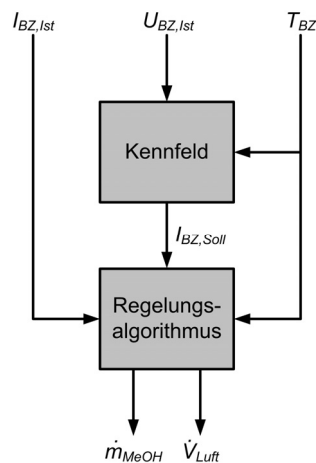


Abbildung 5.9: Ablaufdiagramm der Kennfeldregelung

Eingangswerte sind die aktuellen Messwerte des Stromes I_{BZ} , der Spannung U_{BZ} und der Temperatur T_{BZ} . In einem ersten Schritt wird im ersten Block, in dem das Kennfeld einer ungealterten DMFC hinterlegt ist, ein theoretischer Strom $I_{BZ,Soll}$ bestimmt. Der eigentliche Regelungsalgorithmus vergleicht den theoretischen Strom mit dem gemessenen Stromwert $I_{BZ,Ist}$. Aus der Abweichung dieser beiden Größen, die auf eine Alterung schließen lässt, wird ein Korrekturfaktor berechnet. Mit diesem Korrekturfaktor werden die beiden Größen Luftvolumenstrom und Methanolmassenstrom im Vergleich zur ungealterten DMFC angepasst, um dem Leistungsverlust aufgrund der Alterung entgegenzuwirken.

5.3.2 Variation des Basiskonzeptes

In Kapitel 5.4 wird das Basisregelungskonzept mithilfe der Systemanalyse weiter untersucht. Grundlage hierfür sind verschiedene Variationen des Basisregelungskonzeptes bezüglich der Regelgröße und der Reglertopologie.

Wie beschrieben wird als Regelgröße eine Zustandsgröße des Energiespeichers gewählt, die den Ladezustand des Energiespeichers abbildet. Zwei mögliche Zustandsgrößen sind:

- Spannung U_{ESP} des Energiespeichers
- Ladezustand SOC des Energiespeichers

Der Ladezustand SOC muss dazu mit einem Verfahren aus Kapitel 2.3.7 berechnet werden. Die Spannung U_{ESP} , die den Ladezustand abbildet, ist dagegen direkt messbar. Eine weitere Möglichkeit für die Regelgröße ist die Durchschnittsleistung $P_{Durchschnitt}$ des Fahrzyklus, die in Kapitel 3 als charakteristische Kenngröße eines Fahrzyklus eingeführt wurde. Sie gibt den durchschnittlichen Verbrauch des Fahrzyklus an. Liefert der Verbund DMFC und DC/DC-Wandler genau diese Durchschnittsleistung, sollte sich der Ladezustand des Energiespeichers nicht ändern.

Außerdem kann die Reglertopologie des Basisregelungskonzeptes variiert werden. Im Grundkonzept ist der Kaskadenregler mit PID-Reglern ausgeführt. In einer ersten Variation wird der Kaskadenregler durch einen PID-Regler ersetzt. Soll- und Istwert sind eine der oben genannten Größen. Als Stellgröße wird der Sollwert für den Ausgangsstrom des DC/DC-Wandlers verwendet. Als weitere Variationsmöglichkeit kann ein Zweipunktreger diesen einzelnen PID-Regler ersetzen. Dazu werden zwei Grenzen für die Regelgröße definiert. Je nachdem ob sich die gemessene Regelgröße oberhalb, unterhalb oder zwischen diesen beiden Grenzwerten befindet, wird der Strom am Ausgang des DC/DC-Wandlers geändert.

5.4 Systemanalyse zur Konzeptentwicklung

In diesem Kapitel werden die Hybridisierungs- und Regelungskonzepte mithilfe der Systemanalyseinstrumente aus Kapitel 4 untersucht. Aus der Analyse der Regelungskonzepte folgt ein Favorit, mit dem die indirekte und direkte Kopplung verglichen werden.

5.4.1 Vergleich der Regelgrößen

Für den Vergleich der nach Kapitel 5.3.2 drei möglichen Regelgrößen U_{ESP} , SOC und $P_{Durchschnitt}$ wird am Teststand die indirekte Kopplung nach Abbildung 5.2 (b) aufgebaut. Als Energiespeicher dient eine Lithiumbatterie, die in Kapitel 6 näher betrachtet wird. Die

Reglertopologie in Form eines PID-Reglers ist in der LabVIEW-Software des Teststandleitsystems integriert. Dieser PID-Regler hat als Regelgröße eine der oben genannten Größen und als Stellgröße den Sollwert $I_{DCDC,Soll}$ für den Strom am Ausgang des DC/DC-Wandlers. Die Reglerparameter lassen sich in LabVIEW mit dem PID-Autotuning Wizard [323] ermitteln. Bei der Regelung auf den SOC kann auf den SOC aus dem Batteriemanagementsystem der Lithiumbatterie zurückgegriffen werden [324].

Im ersten Schritt wird die Regelung mit jeder Regelgröße über einen Zeitraum von 4 h getestet. In allen Fällen ist der angenäherte charakteristische Kommissionierbetrieb aus Kapitel 3.5 das Fahrprofil. Sollwert bei der Spannungsregelung (U-Regelung) ist 26,3 V. Am Ende des Versuchs ist nach einer Wartezeit eine Leerlaufspannung von 26,23 V messbar. Trotz der kleinen Abweichung kann diese Regelung als stabil angesehen werden.

Bei der Ladezustandsregelung (SOC-Regelung) wird ein Sollwert von 50 % vorgegeben. Am Ende des Versuchs liefert das Batteriemanagementsystem einen Wert von 50,1 % für den SOC. Wird zusätzlich die gemessene Leerlaufspannung am Ende des Versuchs mit der Batteriekenlinie aus Kapitel 6.6 in einen Ladezustand umgerechnet, ergibt das einen Wert von 41 %. Dieser berechnete Ladezustand entspricht dem Wert, den das Batteriemanagementsystem nach 10 min Leerlauf übermittelt. Das Batteriemanagementsystem führt nach dieser Zeit einen Reset des berechneten Wertes über einen Vergleich mit der Leerlaufspannung durch [324]. Der Verlauf des SOC aus dem Batteriemanagementsystem im Vergleich zum Sollwert und zum berechneten Endwert ist in Abbildung 5.10 zu sehen. Bereits nach einer Versuchsdauer von 4 h kann eine hohe Abweichung von 9,1 %-Punkten zwischen dem SOC aus dem Batteriemanagementsystem und dem berechneten tatsächlichen SOC beobachtet werden. Diese Abweichung hat ihre Ursache im Berechnungsverfahren für den SOC, den das Batteriemanagementsystem durch Stromintegration ermittelt. Bei diesem Verfahren addieren sich Strommessfehler über die Zeit auf und führen zum angesprochenen Gesamtfehler. Ist der falsch berechnete SOC die Regelgröße, führt dies zu einer großen Regelabweichung. Als Folge davon wird die Batterie entladen.

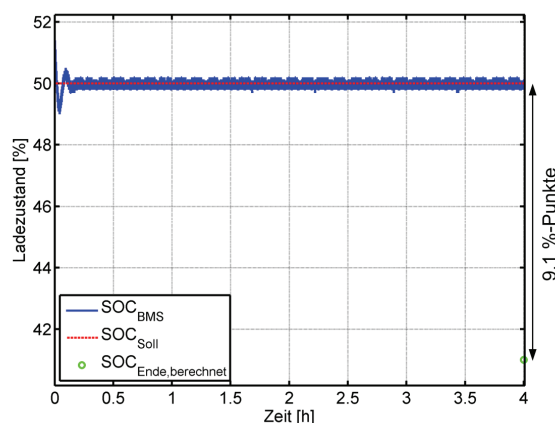


Abbildung 5.10: Ladezustand der Batterie (SOC-Regelung)

Regelgröße bei der Leistungsregelung (P-Regelung) ist die Ausgangsleistung des DC/DC-Wandlers. In diesem Fall wird der Sollwert auf 850 W gesetzt, dies entspricht der Durchschnittsleistung des Fahrzyklus und einem Korrekturfaktor für die Batterieverluste. Der Ladezustand, der aus der Leerlaufspannung berechnet wird, ändert sich über die Dauer von 4 h von 47,9 % am Anfang auf 24,4 % am Ende. Abbildung 5.11 verdeutlicht die Entladung der Batterie am abfallenden Verlauf der Ausgangsspannung $U_{DCDC,aus}$ des DC/DC-Wandlers, die gleich der Batteriespannung ist. Dagegen ist der Spannungsverlauf der nachgebildeten DMFC, hier die Eingangsspannung $U_{DCDC,ein}$ des DC/DC-Wandlers, nahezu konstant. Da die P-Regelung die Leistung am Ausgang des DC/DC-Wandlers konstant hält, wird auch die nachgebildete DMFC mit einer nahezu konstanten Leistung betrieben. Dies spiegelt sich in dem konstanten Spannungsverlauf wider. Sind die Batterieverluste nicht hinreichend gut bekannt, ist es sehr schwer den richtigen Sollwert für die P-Regelung zu finden. Eine Abweichung des Sollwertes von der tatsächlichen Durchschnittsleistung führt zu einem Fehler in der Regelung.

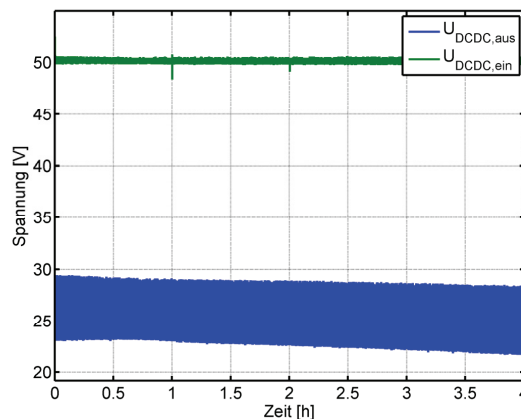


Abbildung 5.11: Ein- und Ausgangsspannung des DC/DC-Wandlers (P-Regelung)

Die ersten Versuche zeigen, dass sowohl die P-Regelung als auch die SOC-Regelung im Gegensatz zur U-Regelung zu einer Regelabweichung führen. In einem weiteren Versuch werden die U-Regelung und die SOC-Regelung über einen Zeitraum von 20 h miteinander verglichen. Fahrzyklus ist ebenfalls der angenäherte charakteristische Kommissionierbetrieb. Ein Sollwert von 26,34 V für die U-Regelung hat am Ende des Versuchs eine gemessene Leerlaufspannung von 26,28 V zur Folge. Diese Abweichung ist vernachlässigbar klein und verdeutlicht die Stabilität der U-Regelung. Für die SOC-Regelung ist der Sollwert 52,6 %. Das Batteriemanagementsystem übermittelt einen Endwert von 52,7 %. Der tatsächliche Ladezustand, der aus der Leerlaufspannung berechnet wird, ist um 15,2 %-Punkte geringer. Auch hier wird die Problematik der SOC-Regelung ersichtlich, wenn die Regelgröße aufgrund eines Berechnungsverfahrens ungenau ist.

Bei den Tests mit dem angenäherten charakteristischen Fahrzyklus hat sich gezeigt, dass die U-Regelung das beste Ergebnis liefert. Im nächsten Schritt wird die U-Regelung mit einem Fahrzyklus getestet, der auf den Langzeitmessungen in Kapitel 3.4 basiert und in Kapitel 6.2 genauer beschrieben ist. Der Regelungsversuch umfasst einen Zeitraum von

50 h. Ein Sollwert von 26,3 V führt zu einer gemessenen Leerlaufspannung von 26,23 V am Versuchsende. Auch hier zeigt die U-Regelung ein stabiles Regelverhalten ohne nennenswerte Regelabweichung. In Abbildung 5.12 sind Spannung, Strom und Leistung der Batterie über die gesamte Versuchsdauer dargestellt. Nach 21 h kam es zu einem Ausfall des Teststandleitsystems von etwa 2 h. Anschließend lief der Versuch normal weiter. Die Batteriespannung bewegt sich immer in einem Bereich zwischen 24 V und 28,5 V, das gut das dynamische Belastungsverhalten der Batterie verdeutlicht. Dies hat die Ursache in der immer wiederkehrenden Abfolge von Anfahr- und Bremspeaks des Fahrzyklus. Zusammenfassend zeigt der Vergleich der drei Regelgrößen eine stabile U-Regelung ohne nennenswerte Regelabweichung.

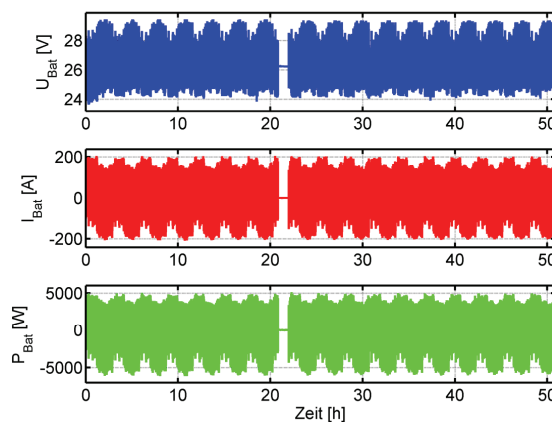


Abbildung 5.12: Spannung, Strom und Leistung der Batterie (U-Regelung)

5.4.2 Vergleich der Reglertopologien

Mithilfe von Simulationen werden die vorgestellten Reglertopologien untersucht und anschließend mit dem Basisregelungskonzept verglichen. Regelgröße ist für alle Regelungen die Spannung U_{ESP} am Energiespeicher. Grundlage für die Simulationen sind die Modelle für die DMFC, den DC/DC-Wandler und die Lithiumbatterie aus Kapitel 4.3. Durch eine entsprechende Verschaltung zu einem Gesamtmodell bilden sie das Hybridisierungskonzept der indirekten Kopplung nach.

Die erste untersuchte Reglertopologie ist ein Zweipunktregler. Die zwei Grenzen sind eine Spannungsobergrenze $U_{ESP,max}$ und eine Spannungsuntergrenze $U_{ESP,min}$. Stellgröße ist der Ausgangsstrom I_{DCDC} des DC/DC-Wandlers. In Abhängigkeit der Istgröße $U_{ESP,ist}$ nimmt die Stellgröße einen anderen Wert an. Unterschreitet die Istgröße die Spannungsuntergrenze, wird die Stellgröße auf den Wert $I_{DCDC,Soll2}$ gesetzt. Die Stellgröße wird so lange konstant gehalten, bis die Istgröße größer als die Spannungsobergrenze wird. Hier erfolgt ein Wechsel auf den Wert $I_{DCDC,Soll1}$ für die Stellgröße. Die beiden Grenzen liegen symmetrisch um $U_{ESP} = 26$ V. Um die Eigenschaften der Zweipunktregelung herauszuarbeiten, werden die drei Zweipunktreglerkonfigurationen in Tabelle 5.7 miteinander verglichen.

Tabelle 5.7: Parametervariation Zweipunktregelung

	$U_{ESP,max}$ [V]	$U_{ESP,min}$ [V]	$I_{DCDC,Soll1}$ [A]	$I_{DCDC,Soll2}$ [A]
Zweipunktregelung 1	28	24	0	70
Zweipunktregelung 2	27	25	0	70
Zweipunktregelung 3	27	25	20	50

Der Einfluss der geänderten Parameter wird aus Abbildung 5.13 deutlich. Hier ist der simulierte zeitliche Verlauf der Brennstoffzellenleistung P_{BZ} dargestellt. Bei Zweipunktregelung 1 in Abbildung 5.13 (a) fällt auf, dass sehr lange Phasen vorkommen, in denen sich die Brennstoffzelle im Leerlauf befindet. Hier besteht die Gefahr, dass die Brennstoffzelle abkühlt. Die maximale Leistung ist mit 2180 W sehr hoch. Im Gegensatz dazu sind die Leerlaufphasen bei Zweipunktregelung 2 in Abbildung 5.13 (b) kürzer, da die Ober- und Untergrenze näher beieinander liegen. Diese Leerlaufphasen lassen sich weiter verkürzen, indem der Abstand der Grenzen weiter verringert wird. Allerdings ist die maximale Leistung mit 2100 W immer noch sehr hoch. Um diese zu reduzieren und um Leerlaufphasen zu vermeiden, sind bei der Zweipunktregelung 3 in Abbildung 5.13 (c) die Stromsollwerte geändert. Als Folge davon liegt die maximale Leistung bei 1460 W. Aus den Phasen mit Leerlauf werden Phasen mit einer Leistung von 540 W. Obwohl bei Zweipunktregelung 2 und 3 die Grenzen identisch sind, haben sich bei Zweipunktregelung 3 die Dauer der Voll- und Teillastphasen erhöht. Dies hat die Ursache in den geänderten Stromsollwerten. Zusammenfassend gilt, dass die Betriebsweise und die unterschiedlichen Betriebspunkte der Brennstoffzelle bei der Zweipunktregelung sehr stark von der Wahl der Reglerparameter abhängig sind.

Die zweite Reglertopologie, die untersucht wird, ist ein einfacher PID-Regler. Vergleichend zu den Zweipunktregelungen zeigt Abbildung 5.14 den simulierten Leistungsverlauf der Brennstoffzelle für zwei verschiedene PID-Reglerkonfigurationen. Bei Abbildung 5.14 (a) handelt es sich um einen langsamen PID-Regler. Zum Vergleich ist in Abbildung 5.14 (b) ein schneller PID-Regler aufgeführt. Beim schnellen PID-Regler sind der Proportional- und der Integralanteil nach Gleichung (2.53) größer. Die beiden Abbildungen verdeutlichen den Unterschied der beiden Reglerkonfigurationen. Der langsame PID-Regler erreicht einen stationären Zustand nach etwa 1 h, der schnelle PID-Regler hingegen schon nach etwa 0,1 h. Die mittlere Leistung im stationären Zustand ist für beide Fälle etwa gleich, allerdings ist die Schwankungsbreite der Brennstoffzellenleistung mit 430 W beim schnellen PID-Regler größer als die 60 W beim langsamen PID-Regler. Der schnelle PID-Regler folgt den hochdynamischen Schwankungen der Batteriespannung schneller. Daher wird die Brennstoffzelle dynamischer betrieben. Bei beiden Reglern ist am Anfang ein Überschwinger zu erkennen, der sich in der Höhe aber kaum unterscheidet. Dieser Überschwinger ist charakteristisch für einen PID-Regler. Bei der Auslegung des PID-Reglers muss ein Mittelweg zwischen Schnelligkeit und Dynamik der Brennstoffzelle gefunden werden.

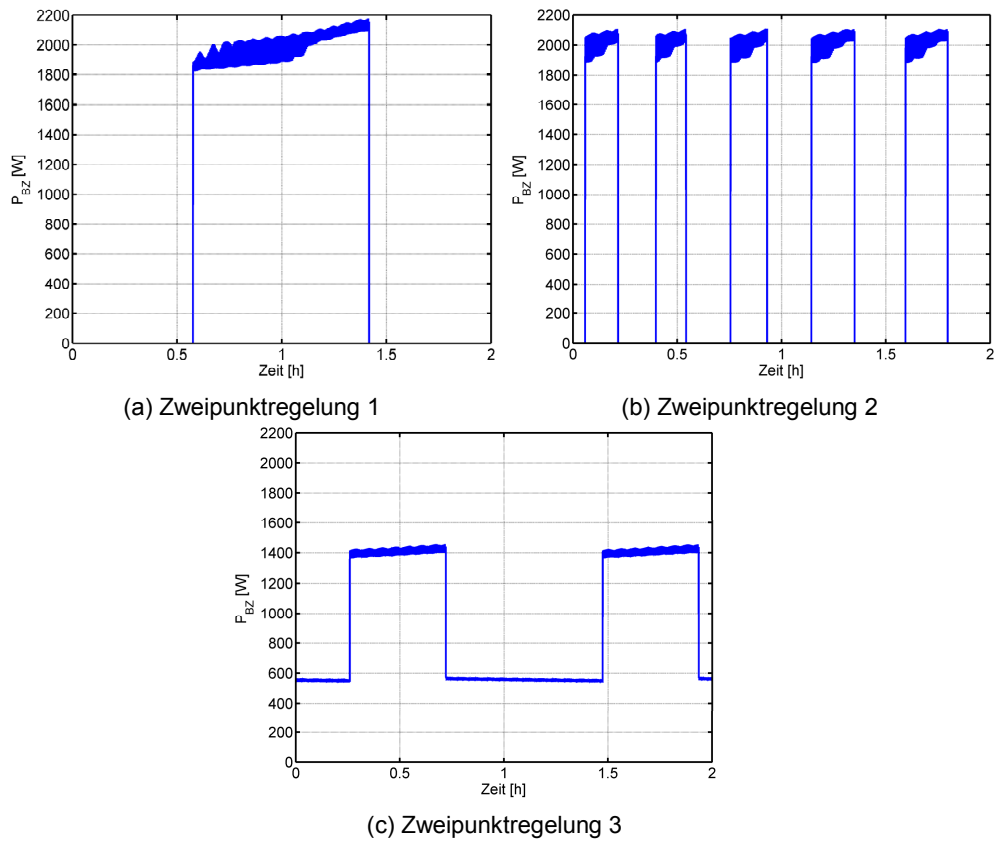


Abbildung 5.13: Leistung der Brennstoffzelle (Zweipunktregelung)

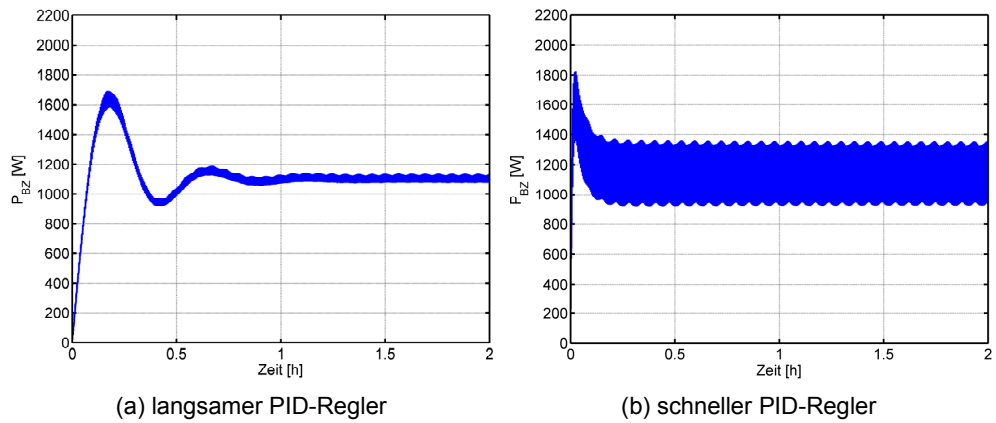


Abbildung 5.14: Leistung der Brennstoffzelle (PID-Regelung)

Um die Brennstoffzellendynamik zu bewerten, eignen sich die Häufigkeitsverteilungen der Brennstoffzellenströme, die für die Zweipunktregler Abbildung 5.15 und für die PID-Regler Abbildung 5.16 zu entnehmen sind. Bei den Zweipunktregelungen werden die zwei Arbeitspunkte deutlich. Die Streuung um den zweiten Arbeitspunkt ist bei Zweipunktregelung 1 in Abbildung 5.15 (a) größer als bei Zweipunktregelung 2 bzw. 3 in Abbildung 5.15 (b) bzw. (c). Aufgrund der geringen Streuung in beiden Arbeitspunkten, handelt es sich bei Zweipunktregelung 3 um einen stationären Betrieb. Im Gegensatz dazu wird die Brennstoffzelle bei den PID-Regelungen nur in einem Arbeitspunkt bei etwa 25 A betrieben. Die Streuung um den Arbeitspunkt ist beim langsamen PID-Regler in Abbildung 5.16 (a) kleiner als beim schnellen PID-Regler in Abbildung 5.16 (b). Dies verdeutlicht den oben beschriebenen Unterschied im dynamischen Betrieb der Brennstoffzelle.

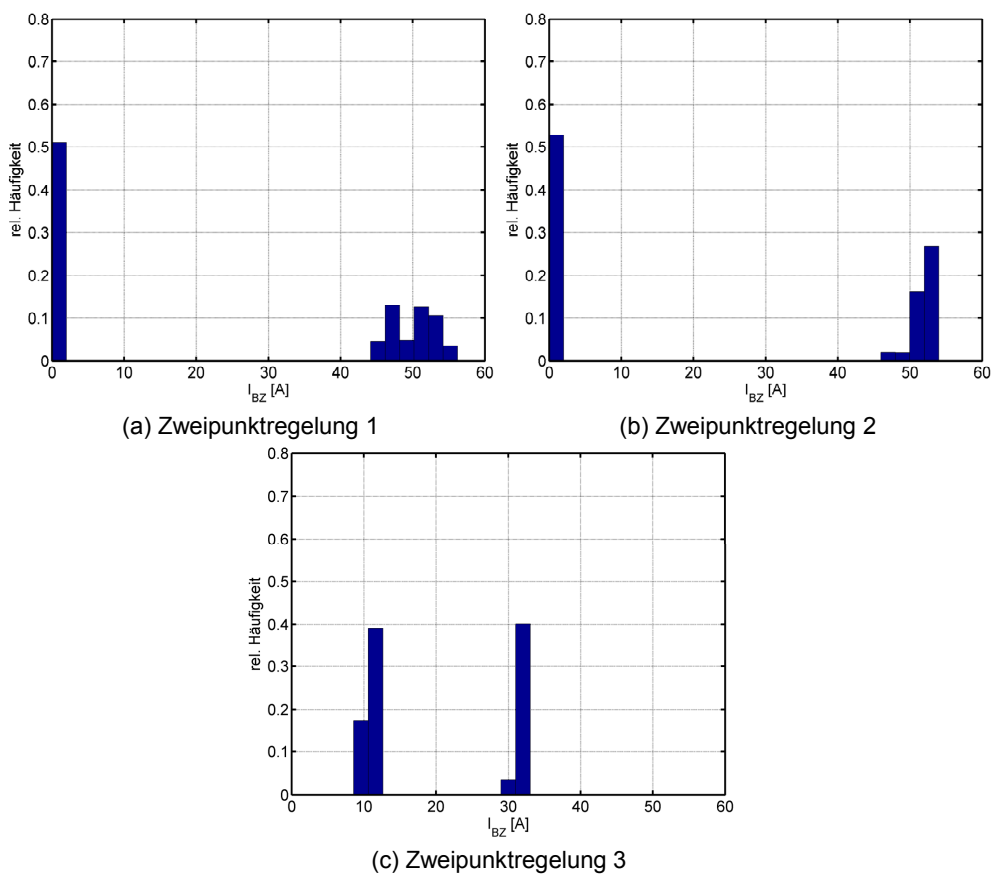


Abbildung 5.15: Histogramme des Brennstoffzellenstroms (Zweipunktregelung)

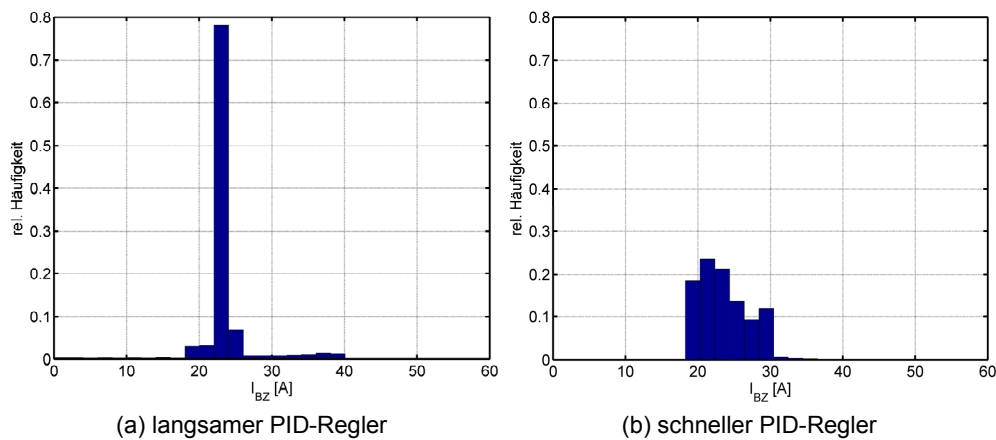


Abbildung 5.16: Histogramme des Brennstoffzellenstroms (PID-Regelung)

Bei allen Simulationen basiert das DMFC-Modell auf einer DMFC mit 100 Zellen. Bei Zweipunktregelung 1 und 2 ist die benötigte Brennstoffzellenleistung maximal 2200 W. Somit wird die Brennstoffzelle immer nahe am Maximum betrieben. Beim langsamen PID-Regler beträgt die Brennstoffzellenleistung etwa 1100 W. Der schnelle PID-Regler benötigt zwischen 920 W und 1350 W Brennstoffzellenleistung. Im Gegensatz zu Zweipunktregelung 1 und 2 kann die Brennstoffzelle kleiner dimensioniert werden. Ähnlich verhält es sich bei Zweipunktregelung 3. Hier liegt der zweite Arbeitspunkt bei maximal 1500 W. Der Nachteil ist, dass bei dieser Zweipunktregelung die Brennstoffzelle in einem zweiten Arbeitspunkt bei etwa 540 W betrieben wird. Nach dem Wirkungsgradkennfeld der DMFC aus Abbildung 4.12 ist der Wirkungsgrad in diesem Teillastpunkt geringer als im Arbeitspunkt bei höherer Leistung. Um die entsprechenden Wirkungsgrade der zwei Arbeitspunkte aus dem Wirkungsgradkennfeld ablesen zu können, werden die Ströme aus Abbildung 5.15 (c) verwendet.

Nachteilig bei der Zweipunktregelung ist, dass in langen Leerlaufphasen die DMFC unter Umständen auskühlt. Außerdem hat bei zwei Arbeitspunkten einer fast immer den schlechteren Wirkungsgrad. Da bei der Zweipunktregelung der Strom am Ausgang des DC/DC-Wandlers einen konstanten Sollwert hat, ist unter Umständen die dynamische Belastung der Brennstoffzelle etwas geringer als bei der PID-Regelung. Bei dieser wird auf eine stark schwankende Regelgröße geregelt. Durch eine geschickte Wahl der Regelparameter kann die Dynamik der PID-Regelung beeinflusst werden. Vorteil der PID-Regelung ist, dass bei einem stationären Betrieb die Brennstoffzelle in einem festen Arbeitspunkt betrieben wird. Dies kann bei der Auslegung genutzt werden, um die DMFC optimal zu dimensionieren.

Es wurde gezeigt, dass ein Hybridsystem mit einem PID-Regler mit U_{ESP} als Regelgröße geregelt werden kann. Bei diesem Regelungskonzept ist der Sollwert für den Strom am Ausgang des DC/DC-Wandlers unabhängig vom Zustand der Brennstoffzelle. Nach Kapitel 5.3.1 ist es allerdings notwendig, die maximale Leistungsabgabe der DMFC in Abhängigkeit der Temperatur zu beschränken, um eine Alterung zu vermeiden. Hier liegt der Vorteil des Basisregelungskonzeptes, bei dem eine Leistungsbeschränkung über den

vorgeschalteten ersten Regler möglich ist. Um das Basisregelungskonzept zu untersuchen, wird der Kaskadenregler nach Abbildung 5.7 in der LabVIEW-Software des Teststandleitsystems realisiert. Für den Versuch über einen Zeitraum von 20 h ist der angenäherte charakteristische Kommissionierbetrieb der Fahrzyklus. Ein Sollwert von 26,2 V führt zu einer gemessenen Leerlaufspannung von 26,17 V am Ende des Versuchs. Als Ergebnis zeigt Abbildung 5.17 die Ströme und Spannungen am Ein- und Ausgang des DC/DC-Wandlers. Der Eingangsstrom $I_{DCDC,ein}$ und die Eingangsspannung $U_{DCDC,ein}$ entsprechen den Größen der nachgebildeten DMFC. Die Ausgangsspannung $U_{DCDC,aus}$ ist gleich der Batteriespannung, die die Regelgröße darstellt. Der Ausgangsstrom $I_{DCDC,aus}$ bildet die Stellgröße der Kaskadenregelung ab. Eine große Schwankungsbreite der Regelgröße $U_{DCDC,aus}$ führt zu einer großen Schwankungsbreite bei der Stellgröße $I_{DCDC,aus}$. Sowohl für den Strom als auch für die Spannung an der Eingangsseite des DC/DC-Wandlers ist hier die Schwankungsbreite im Vergleich zur Ausgangsseite geringer. Dies verdeutlicht die Entkopplungseigenschaften des DC/DC-Wandlers. Er entkoppelt die Brennstoffzelle von den starken Schwankungen der Batteriespannung, die durch das Fahrprofil hervorgerufen werden.

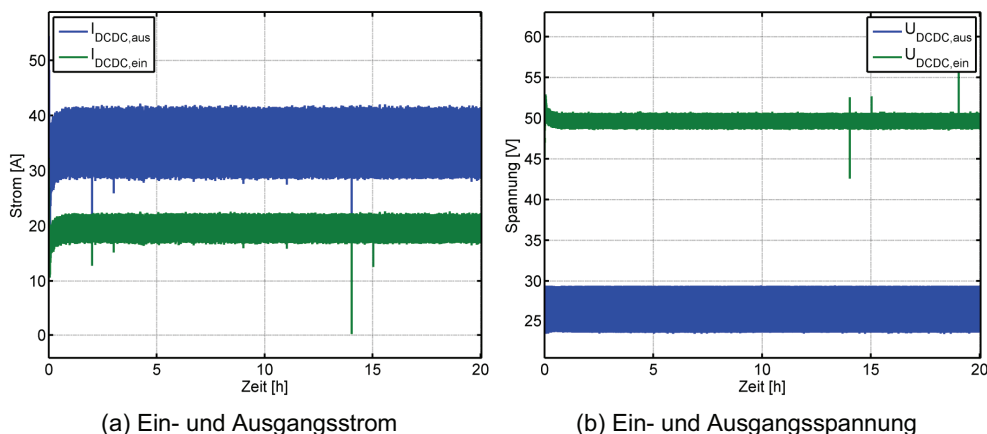


Abbildung 5.17: Ströme und Spannungen des DC/DC-Wandlers (Kaskadenregelung)

Nach Kapitel 5.3.1 hat der erste Regler der Kaskadenregelung einen zusätzlichen Eingang für die aktuelle Brennstoffzellentemperatur, um nach Gleichung (5.15) die Ausgangsgröße zu beschränken. Da die Temperatur beim Versuch in Abbildung 5.17 einen konstanten Wert von 70 °C hat, ist die Leistungsabgabe der Brennstoffzelle maximal. In einem weiteren Versuch wird die simulierte Temperatur in den ersten 30 min alle 10 min um 10 K und nach 35 min bzw. 40 min um weitere 10 K erhöht, um die Kaskadenregelung für den Aufheizvorgang der Brennstoffzelle zu testen. Startpunkt ist eine Temperatur von 20 °C. Nach 40 min führt diese Vorgehensweise zu der Betriebstemperatur von 70 °C. Der Sollwert der Regelung beträgt 26 V. Am Ende des Versuchs nach 3 h ist die Leerlaufspannung 25,9 V. Den Verlauf der Regelgröße und des zugehörigen Sollwertes verdeutlicht Abbildung 5.18. Aufgrund der Leistungsbeschränkung der Brennstoffzelle im Aufheizvorgang wird die Batterie entladen. In diesem Fall sinkt die Batteriespannung. Erst wenn die Brennstoffzelle ihre Nennbetriebstemperatur hat und volle Leistung liefern kann, lädt sie die Batterie und die

Regelung erreicht den gewünschten stationären Betriebspunkt. Wird die Batterie geladen, steigt die Spannung an und erreicht anschließend einen stationären Zustand mit konstantem Ladezustand.

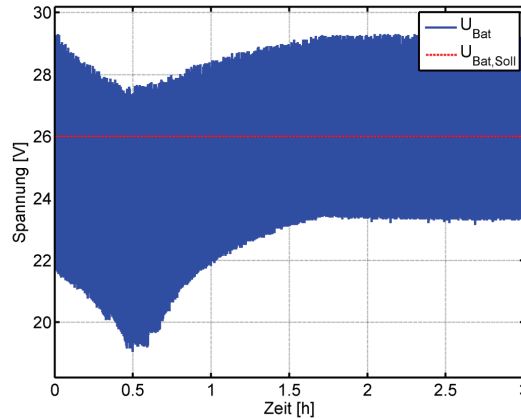


Abbildung 5.18: Verlauf der Regelgröße beim Aufheizen (Kaskadenregelung)

In Abbildung 5.19 sind die Leistung des Fahrzyklus, die Batterieleistung, die Leistung am Ausgang des DC/DC-Wandlers und die Leistung der nachgebildeten Brennstoffzelle dargestellt. Sowohl bei der Ausgangsleistung P_{DCDC} des DC/DC-Wandlers als auch bei der Leistung der Brennstoffzelle P_{BZ} ist der Aufheizvorgang zu erkennen. Zu Beginn kommt es zu einer Leistungsbeschränkung. Erreicht die Brennstoffzelle ihre Nennbetriebstemperatur, wird sie für etwa eine Stunde mit einer höheren Leistung von etwa 1500 W betrieben, um die Batterie zu laden. Nach etwa 1,75 h hat die Batterie ihre Sollspannung erreicht. Ab diesem Zeitpunkt muss die Brennstoffzelle nur noch eine Leistung von etwa 1000 W liefern, um die Batterie auf dieser Sollspannung zu halten. Sowohl der Spannungsverlauf in Abbildung 5.18 als auch der Leistungsverlauf in Abbildung 5.19 verdeutlichen die Funktionsweise der Kaskadenregelung im Aufheizvorgang.

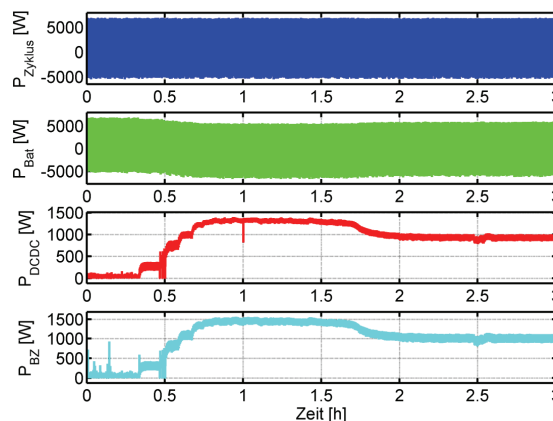


Abbildung 5.19: Verlauf der Leistungen beim Aufheizen (Kaskadenregelung)

Es wurde gezeigt, dass ein aktiver DMFC-Hybrid mit dem vorgestellten Basisregelungskonzept geregelt werden kann. Im Gegensatz zum einfachen PID-Regler ist es hiermit möglich, die Brennstoffzelle vor zu hoher Belastung zu schützen. Daher wird das Basisregelungskonzept im weiteren Verlauf verwendet, um verschiedene Kopplungsarten beim aktiven Hybrid und passiven Hybrid miteinander zu vergleichen.

5.4.3 Vergleich direkte und indirekte Kopplung

Die favorisierten Hybridisierungskonzepte aus Kapitel 5.2.3, in der Variante mit einem Energiespeicher, werden mithilfe von Messungen am Teststand verglichen.

Das Beispiel für die indirekte Kopplung ist der Versuch der Kaskadenregelung aus Kapitel 5.4.2. Für den Test der direkten Kopplung wird die nachgebildete Brennstoffzelle im Teststand direkt parallel zur Lithiumbatterie geschaltet. Um das Spannungsniveau der Brennstoffzelle im Arbeitspunkt auf die Batteriespannung anzupassen, ist die Brennstoffzelle bei der direkten Kopplung auf eine Zellenzahl von 60 skaliert. Bei der indirekten Kopplung ist die Zellenzahl 100. Zum Vergleich beider Kopplungsarten sind die Messwerte von Spannung, Strom und Leistung der Brennstoffzelle in Abbildung 5.20 aufgeführt. Bei der direkten Kopplung in Abbildung 5.20 (a) entspricht die Spannung der Brennstoffzelle der Spannung der Batterie. Die Brennstoffzellenspannung ist bei der indirekten Kopplung in Abbildung 5.20 (b) gleich der Eingangsspannung des DC/DC-Wandlers. In diesem Fall liegt die Batteriespannung am Ausgang des DC/DC-Wandlers an. Die Entkopplung der beiden Spannungen zeigt Abbildung 5.17.

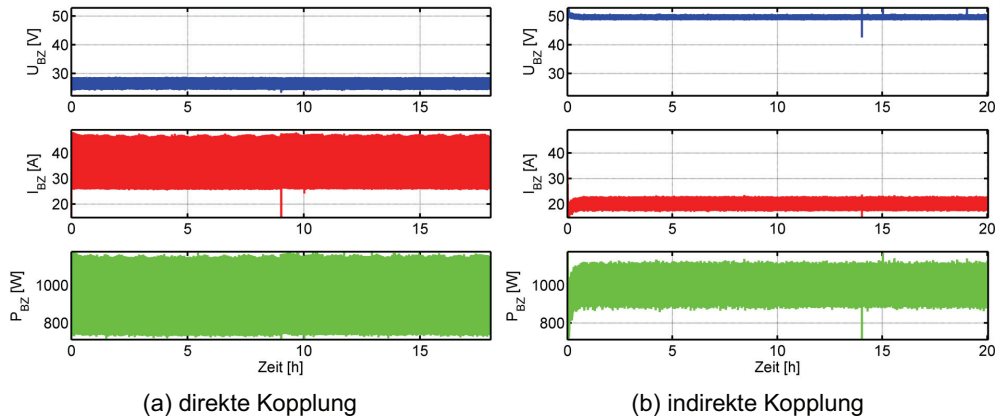


Abbildung 5.20: Spannung, Strom und Leistung der Brennstoffzelle

Tabelle 5.8 zeigt für alle Größen jeweils das Maximum und das Minimum sowie die Schwankungsbreite Δ , die auf den Mittelwert bezogen ist. Für alle Größen ist die Schwankungsbreite bei der direkten Kopplung größer als bei der indirekten Kopplung. Dies verdeutlicht auch Abbildung 5.20. Die Schwankungsbreite hat ihre Ursache in der Kopplungsart. Bei der direkten Kopplung bestimmt die Batteriespannung die Dynamik der Brennstoffzelle. Im Fall der indirekten Kopplung entkoppelt der DC/DC-Wandler die Brennstoffzelle von der hochdynamischen Batteriespannung. Die Dynamik wird hier im

Wesentlichen durch die Regelung bestimmt und vorgegeben, kann aber gezielt durch die Wahl der Regelparameter beeinflusst werden.

Tabelle 5.8: Maximum, Minimum und Schwankungsbreite

	direkte Kopplung		indirekte Kopplung	
$U_{BZ,max} [V]$	28,61	$\Delta=\pm 8,1 \%$	50,77	$\Delta=\pm 2,1 \%$
$U_{BZ,min} [V]$	24,34		48,65	
$I_{BZ,max} [A]$	46,73	$\Delta=\pm 27,8 \%$	23,17	$\Delta=\pm 15,0 \%$
$I_{BZ,min} [A]$	26,42		17,14	
$P_{BZ,max} [W]$	1145	$\Delta=\pm 21,2 \%$	1119	$\Delta=\pm 12,3 \%$
$P_{BZ,min} [W]$	744		874	

Die unterschiedliche dynamische Belastung bei beiden Kopplungsarten wird auch aus dem Histogramm für den Brennstoffzellenstrom in Abbildung 5.21 deutlich. Bei der direkten Kopplung ist im Gegensatz zur indirekten Kopplung die Streuung breiter. Im Falle der direkten Kopplung ist das Maximum kleiner.

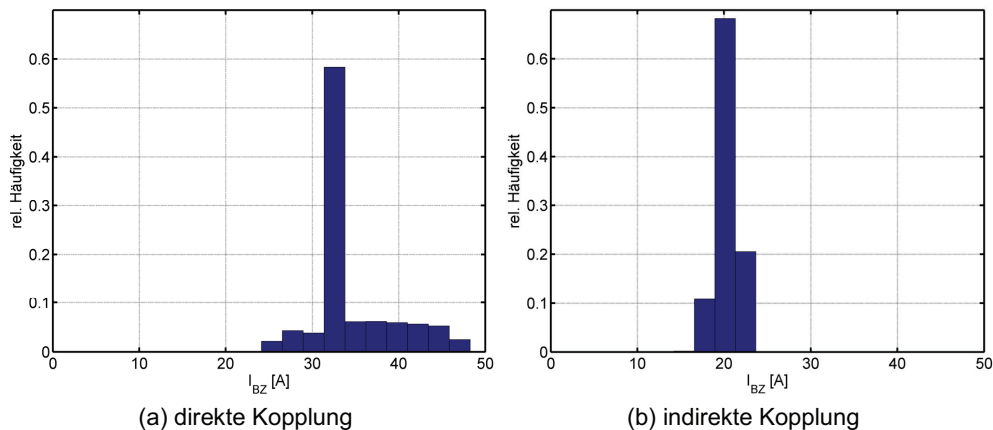


Abbildung 5.21: Histogramm Brennstoffzellenstrom

Um die Dynamik zu bewerten, sind außerdem die maximalen Stromänderungsgeschwindigkeiten wichtig. Abbildung 5.22 stellt je einen Ausschnitt von 40 s Dauer für die direkte und indirekte Kopplung gegenüber. Daraus wird die unterschiedliche Schwankungsbreite des Stromes deutlich. In beiden Abbildungen sind vier Punkte markiert, die eine wiederkehrende Abfolge von Anstieg, Abfall und Anstieg beschreiben. Die jeweiligen Stromänderungsgeschwindigkeiten der Abschnitte (1) \rightarrow (2), (2) \rightarrow (3) und (3) \rightarrow (4) sind in Tabelle 5.9 aufgeführt. Bei der direkten Kopplung ist die Stromänderungsgeschwindigkeit um den Faktor 2,5 bis 4,5 größer als bei der indirekten Kopplung.

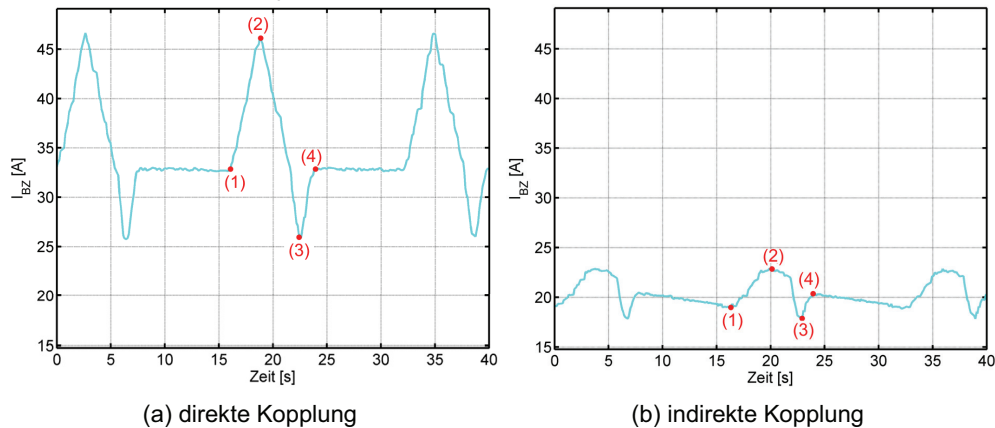


Abbildung 5.22: Anstieg und Abfall des Brennstoffzellenstromes

Tabelle 5.9: Stromänderungsgeschwindigkeiten bei direkter und indirekter Kopplung

	Stromänderungsgeschwindigkeit		
	(1) → (2)	(2) → (3)	(3) → (4)
direkte Kopplung	4,94 A/s	-5,41 A/s	5,61 A/s
Indirekte Kopplung	1,07 A/s	-1,65 A/s	2,29 A/s

In Kapitel 5.2.3 wurden durch einfache Vorüberlegungen Unterschiede bezüglich Brennstoffzellenleistung und Gesamtsystemwirkungsgrad zwischen den beiden Kopplungsarten herausgearbeitet. Analoge Ergebnisse folgen sowohl aus Messungen am Teststand als auch mithilfe von Simulationen, was hier aber nicht weiter betrachtet wird. Bei den Untersuchungen der Kopplungsarten mithilfe von Messungen am Teststand war es wichtig die Unterschiede bezüglich der dynamischen Belastung der Brennstoffzelle herauszuarbeiten. Die Dynamik ist bei der direkten Kopplung wesentlich größer als bei der indirekten Kopplung. Sie wird bei der direkten Kopplung im Wesentlichen durch die Batterie vorgegeben. Bei der indirekten Kopplung kann sie über die Regelung beeinflusst werden. Außerdem ist bei der direkten Kopplung nachteilig, dass der Brennstoffzelle die Batteriespannung aufgeprägt wird. Daher kann kein aktiver Einfluss auf den Arbeitsbereich der Brennstoffzelle genommen werden. Als Folge kommt die Brennstoffzellenspannung bei einer entladenen Batterie in einen Bereich, in dem eine niedrige Spannung Einfluss auf die Alterung hat. Nach Kapitel 5.3.1 darf die Brennstoffzelle vor allem beim Aufheizen nur bis zu einer bestimmten minimalen Spannung belastet werden. Diese Vorgabe ist allerdings nur im Fall der indirekten Kopplung realisierbar. Bei der direkten Kopplung ist eine Spannungsbegrenzung auf eine minimale Spannung hingegen nicht möglich. Nach [322] muss außerdem im Betrieb die minimale Einzelzellspannung der Brennstoffzelle überwacht werden, da diese einen bestimmten Wert nicht unterschreiten darf. Über den DC/DC-Wandler kann vor dem Unterschreiten der minimalen Einzelzellspannung die Brennstoffzelle gezielt entlastet und nach kurzer Zeit wieder belastet werden. Neben dem Schutz vor Alterung aufgrund von zu niedriger Spannung zeigt die indirekte Kopplung auch Vorteile, wenn es nach mehreren Betriebsstunden zu einer Alterung der Brennstoffzelle kommt. Altert die Brennstoffzelle, verschiebt sich der Arbeitspunkt zu höheren Strömen und niedrigeren

Spannungen. Diese alterungsbedingte Verschiebung des Arbeitspunktes hat bei der indirekten Kopplung keinen Einfluss auf den Betrieb des Gesamtsystems, solange die Brennstoffzelle genügend Leistung liefert. Grund hierfür ist der DC/DC-Wandler, der den Sollwert des Ausgangsstromes unabhängig vom Arbeitspunkt der Brennstoffzelle konstant hält.

Zusammenfassend gilt, dass die direkte Kopplung zwar Vorteile in Bezug auf die benötigte Brennstoffzellenleistung und den Gesamtsystemwirkungsgrad hat. Aufgrund der geringeren Dynamik und des Alterungsschutzes ist der Betrieb der Brennstoffzelle bei der indirekten Kopplung schonender. Daher ist die indirekte Kopplung für die hier betrachtete Anwendung das bevorzugte Konzept.

5.4.4 Einfluss DC/DC-Wandler

Nach Kapitel 4.3.5 bildet sich aufgrund des hochfrequenten Schaltens ein zickzackförmiger Eingangsstrom am DC/DC-Wandler aus. Nachfolgend wird mithilfe einer Simulation untersucht, ob und wie sich diese Stromwelligkeit auf den Betrieb der Brennstoffzelle auswirkt. Dazu wird das dynamische Modell der DMFC aus Kapitel 4.3.4.2 mit dem dynamischen Modell des DC/DC-Wandlers aus Kapitel 4.3.5.2 kombiniert.

Der DC/DC-Wandler in Kapitel 4.3.5 arbeitet bei einer Schaltfrequenz von 60 kHz. Einen Ausschnitt aus den Simulationsergebnissen zeigt Abbildung 5.23. Hier entspricht der Brennstoffzellenstrom I_{BZ} dem simulierten Eingangsstrom des DC/DC-Wandlers. Daraus folgt die Brennstoffzellenspannung U_{BZ} , die gleich der Eingangsspannung des DC/DC-Wandlers ist. Beim Kurvenverlauf des Stromes I_{BZ} ist die charakteristische Stromwelligkeit zu erkennen, die ihre Ursache im Schalten des DC/DC-Wandlers hat. Die Brennstoffzelle wandelt diese in eine entsprechende Welligkeit der Spannung um.

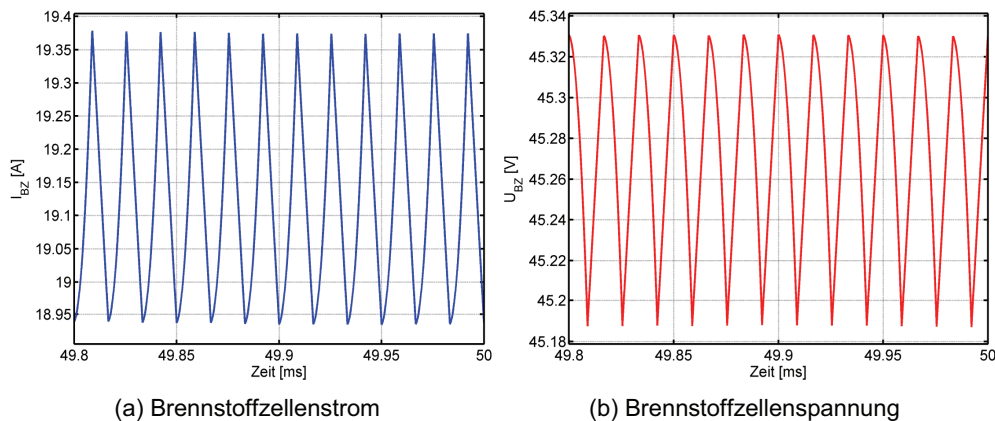


Abbildung 5.23: Strom- und Spannungswelligkeit der Brennstoffzelle ($f_{DCC}=60$ kHz)

Um den Einfluss der Schaltfrequenz herauszuarbeiten, wird für eine weitere Simulation die Schaltfrequenz auf einen Wert von 200 kHz erhöht. Die entsprechenden Kurvenverläufe sind Abbildung 5.24 zu entnehmen.

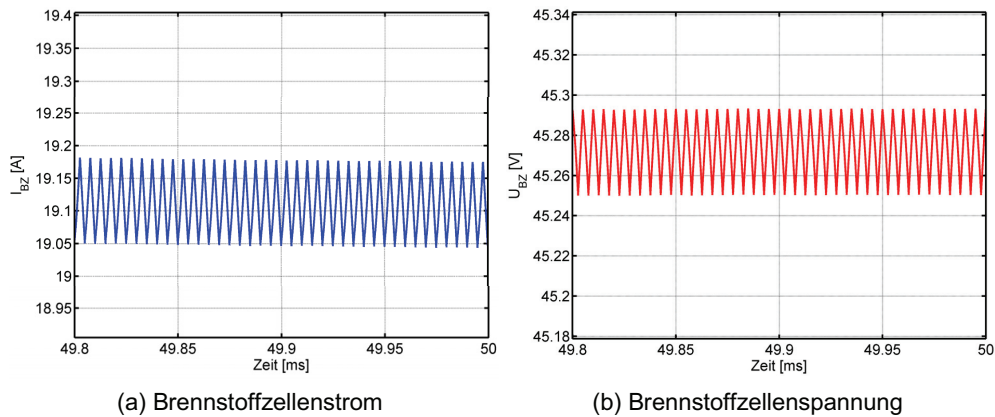


Abbildung 5.24: Strom- und Spannungswelligkeit der Brennstoffzelle ($f_{DCC}=200$ kHz)

Die beiden Simulationsergebnisse zeigen, dass die Amplitude und die Breite der Strom- bzw. Spannungswelligkeit von der Schaltfrequenz des DC/DC-Wandlers abhängig sind. Weiterhin fällt auf, dass bei einer mittleren Spannung von etwa 45,27 V für beide Fälle der Mittelwert des Stromes bei etwa 19,15 A liegt. Bei der gemessenen U-I-Kennlinie in Abbildung 4.9 entspricht allerdings ein Strom von 30 A einer Spannung von 45 V. Bei der Simulation mit dem dynamischen Modell führt schon ein kleinerer mittlerer Strom zu der gleichen Spannung. Dieses Ergebnis deckt sich mit den Simulationsergebnissen für eine dynamische und stationäre U-I-Kennlinie in Abbildung 4.17. Hier ist die simulierte dynamische Kennlinie gegenüber der stationären U-I-Kennlinie nach unten verschoben.

Aus diesen Simulationsergebnissen folgen diese Diskussionspunkte, die weiter untersucht werden müssen, aber nicht Gegenstand dieser Arbeit sind:

- Kommt die Spannungswelligkeit auch im realen Systembetrieb vor?
- Ist die Verschiebung des Spannungsarbeitspunktes messbar?
- Hat die Spannungswelligkeit einen Einfluss auf die Lebensdauer der DMFC?

5.4.5 Zusammenfassung

Die Systemanalyse zeigt, dass im Hinblick auf den Alterungsschutz der Brennstoffzelle die indirekte Kopplung zu bevorzugen ist. Hier kann der Arbeitspunkt der Brennstoffzelle, der unter Umständen Auswirkungen auf die Alterung hat, aktiv beeinflusst werden. Außerdem wird die Brennstoffzelle von der hohen Dynamik der Batteriespannung entkoppelt, wodurch der Betrieb der Brennstoffzelle wesentlich stationärer ist.

Eine Regelung mit der Spannung des Energiespeichers als Regelgröße ist die stabilste Regelung. Die PID-Regelung ist der Zweipunktregelung vorzuziehen. Das Gesamtsystem kann mit einer einfachen Spannungsregelung basierend auf einem PID-Regler geregelt werden. Mit dem vorgestellten und letztendlich favorisierten Kaskadenregler ist es möglich, die Brennstoffzelle gezielt vor Überlastung zu schützen und damit einer Alterung vorzubeugen.

5.5 Auslegung der Hybridsystemkomponenten

Für das bevorzugte Hybridisierungskonzept der indirekten Kopplung werden die Komponenten DMFC, Energiespeicher und DC/DC-Wandler ausgelegt. Diese Auslegung bezieht sich auf die hier betrachtete Anwendung, lässt sich aber allgemein auf jede beliebige andere Anwendung übertragen.

5.5.1 Auslegung DMFC

Nach Kapitel 5.2.3 gibt es für jeden der vier Grundtypen eine Gleichung, mit der die benötigte Brennstoffzellenleistung berechnet werden kann. Nachfolgend wird die DMFC im favorisierten Hybridisierungskonzept für den Standardblock aus Kapitel 3.4.4 ausgelegt. Charakteristische Werte für den Standardblock, die für die Berechnung benötigt werden, sind in Tabelle 5.10 zusammengestellt.

Tabelle 5.10: Energiemengen und Zeiten für den Standardblock

$E_{\text{Fahren}} [\text{Wh}]$	1257,83	$t_{\text{Fahren}} [\text{h}]$	0,62
$E_{\text{Bremsen}} [\text{Wh}]$	270,60	$t_{\text{Bremsen}} [\text{h}]$	0,15
$E_{\text{Stillstand}} [\text{Wh}]$	25,74	$t_{\text{Stillstand}} [\text{h}]$	0,51

Die benötigte Brennstoffzellenleistung folgt für das favorisierte Hybridisierungskonzept aus Gleichung (5.8). Diese Gleichung enthält die Parameter η_{DCDC} , η_{ESP} und η_{Peri} . Um deren Einfluss abzuschätzen, werden diese wie folgt variiert:

- η_{DCDC} : 90 % bis 100 %
- η_{ESP} : 80 % bis 100 %

Für eine erste Parametervariation wird ein Peripherieverbrauch $P_{\text{Peripherie}}$ von 200 W angenommen. Dieser Wert entspricht dem Einzelverbrauch aller Peripheriekomponenten für das geplante System. Abbildung 5.25 zeigt die benötigte Brennstoffzellenleistung in Abhängigkeit der beiden Parameter η_{DCDC} und η_{ESP} . Der Einfluss der beiden Parameter auf die benötigte Brennstoffzellenleistung ist ungefähr gleich.

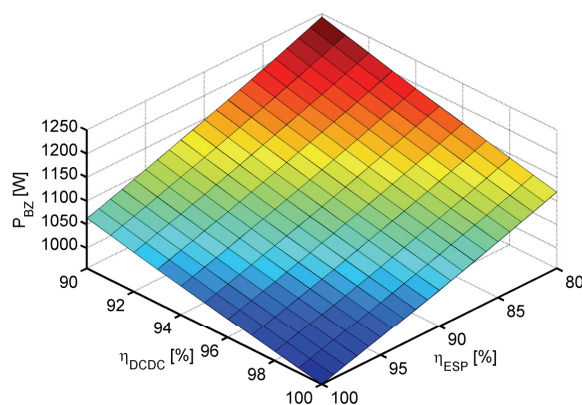


Abbildung 5.25: Abhängigkeit der Brennstoffzellenleistung von η_{DCDC} und η_{ESP}

Nach Gleichung (5.9) entspricht der Peripherieverbrauch von 200 W bei der maximalen Brennstoffzellenleistung in Abbildung 5.25 einem Peripheriewirkungsgrad von $\eta_{\text{Peri}}=82\%$. Entsprechend sind in diesem Fall $\eta_{\text{DCDC}}=90\%$ und $\eta_{\text{ESP}}=80\%$. Um den Einfluss des Peripheriewirkungsgrades auf die Brennstoffzellenleistung zu untersuchen, wird die Parametervariation mit einem Peripheriewirkungsgrad von 90 % wiederholt. Für unterschiedliche Kombinationen von η_{DCDC} und η_{ESP} sind die Ergebnisse Tabelle 5.11 zu entnehmen. Die Tabelle unterscheidet die zwei Fälle mit und ohne Bremsenergie-rückspeisung. Der erste Fall entspricht dem Normalbetrieb. Die Brennstoffzellenleistung für den zweiten Fall kann aus Gleichung (5.8) für $E_{\text{Bremsen}}=0$ berechnet werden. Deutlich erkennbar sind die Einflüsse von Peripheriewirkungsgrad und Bremsenergie-rückspeisung. Die Änderung der benötigten Brennstoffzellenleistung für $\eta_{\text{DCDC}}=\eta_{\text{ESP}}=100\%$ zeigt den Einfluss der Parameter η_{DCDC} und η_{ESP} . Aus den vorgestellten Ergebnissen lässt sich das Potential ablesen, das aus einer Optimierung des Peripherieverbrauchs und der Verbesserung des DC/DC-Wandler- und Energiespeicherwirkungsgrades folgt. Für den weiteren Verlauf der Arbeit wird der worst-case für den Fall mit Bremsenergie-rückspeisung angenommen. Die benötigte Brennstoffzellenleistung berechnet sich für $\eta_{\text{DCDC}}=90\%$, $\eta_{\text{ESP}}=80\%$ und $\eta_{\text{Peri}}=82\%$ zu 1243 W.

Tabelle 5.11: Parametervariation (η_{Peri} , mit und ohne Bremsenergie-rückspeisung)

	η_{Peri}	$\eta_{\text{DCDC}}=90\%, \eta_{\text{ESP}}=80\%$	$\eta_{\text{DCDC}}=100\%, \eta_{\text{ESP}}=100\%$
mit Bremsenergie-rückspeisung	82 %	1243,49 W	957,30 W
	90 %	1134,74 W	873,58 W
ohne Bremsenergie-rückspeisung	82 %	1496,98 W	1213,03 W
	90 %	1366,07 W	1106,95 W

5.5.2 Auslegung Energiespeicher

Für die Auslegung des Energiespeichers sind die maximale Leistungsfähigkeit, die benötigte Energiemenge und die Spannungslage entscheidend. Sind diese Kenngrößen bekannt, kann ein geeigneter Energiespeicher ausgewählt werden.

5.5.2.1 Spannung

Der Spannungsbereich für den Energiespeicher ist 16,8 V – 31,2 V. In diesem Bereich liegt die Systemspannung des batteriebetriebenen Horizontalkommissionierers [325]. Bei Über- bzw. Unterschreitung der Grenzen kommt es zu einer Abschaltung der fahrzeugseitigen Motorelektronik. Aus diesem Grund muss auch der Energiespeicher des DMFC-Hybridsystems genau für diesen Spannungsbereich dimensioniert werden.

5.5.2.2 Energiemenge

Um die benötigte Energiemenge zu berechnen, müssen die unterschiedlichen Betriebszustände des Systems nach Tabelle 5.12 berücksichtigt werden. Der Betriebszustand Konstantfahrt besagt, dass das Fahrzeug in der Lage sein muss abweichend vom charakteristischen Kommissionierbetrieb aus Kapitel 3, über die Dauer t_{Konstant} mit maximaler konstanter Geschwindigkeit geradeaus zu fahren. In diesem Fall sind sowohl die DMFC als auch der Energiespeicher an der Traktion beteiligt. Die Fahrleistung entspricht der Leistung P_{Konstant} des Fahrmotors bei Konstantfahrt. Nach Tabelle 3.4 ist die

Konstantfahrleistung 2370 W und damit größer als die nutzbare Leistung der DMFC. Der Energiespeicher muss diese Differenz liefern, was zu einer benötigten Energiemenge $E_{ESP,Konstant}$ führt. Wird das DMFC-Hybridsystem im kalten Zustand gestartet, darf die DMFC nach Kapitel 5.3.1 noch nicht voll belastet werden. Beim Aufheizen der DMFC wird die gesamte Fahrleistung im Zeitraum $t_{Aufheizen}$ vom Energiespeicher zur Verfügung gestellt. Führt der Fahrer in der Aufheizphase im charakteristischen Kommissionierbetrieb, ist die Fahrleistung gleich der Durchschnittsleistung $P_{Durchschnitt}$ des Fahrzyklus. Fällt dagegen in die Aufheizphase die oben definierte Konstantfahrt, entspricht die Fahrleistung der Konstantfahrleistung $P_{Konstant}$. Die benötigte Energiemenge des Energiespeichers wird für die Aufheizphase mit $E_{ESP,Aufheizen}$ bezeichnet. In einem Fehlerfall der DMFC muss es möglich sein, das Fahrzeug über einen Zeitraum von t_{Defekt} mit der Konstantfahrleistung $P_{Konstant}$ zu bewegen. Die Traktion erfolgt nur durch den Energiespeicher, was zu einer benötigten Energiemenge $E_{ESP,Defekt}$ führt.

Tabelle 5.12: Betriebszustände des Systems

Betriebszustand	Dauer	Traktion durch...	P_{Fahr}
Konstantfahrt	$t_{Konstant}$	DMFC und Energiespeicher	$P_{Konstant}$
Aufheizen DMFC	$t_{Aufheizen}$	Energiespeicher	$P_{Konstant}$ oder $P_{Durchschnitt}$
Defekt DMFC	t_{Defekt}	Energiespeicher	$P_{Konstant}$

Für das weitere Vorgehen gilt:

$$\begin{aligned} t_{Konstant} &> t_{Defekt} \\ t_{Aufheizen} &> t_{Defekt} \end{aligned} \quad (5.16)$$

Aus der Definition der Konstantfahrt folgt für die benötigte Energiemenge:

$$E_{ESP,Konstant} = (P_{Konstant} + P_{Peripherie} - \eta_{DCDC} \cdot P_{BZ}) \cdot t_{Konstant} \quad (5.17)$$

Die benötigte Energiemenge $E_{ESP,Aufheizen}$ ist davon abhängig, welche Fahrleistung angenommen wird und wie sich $t_{Konstant}$ und $t_{Aufheizen}$ zueinander verhalten. Es werden diese Fälle unterschieden:

- Fall 1: $P_{Fahr} = P_{Durchschnitt}$

$$E_{ESP,Aufheizen}^1 = (P_{Durchschnitt} + P_{Peripherie}) \cdot t_{Aufheizen} \quad (5.18)$$

- Fall 2: $P_{Fahr} = P_{Konstant}$

- $t_{Aufheizen} \leq t_{Konstant}$

$$E_{ESP,Aufheizen}^{2a} = (P_{Konstant} + P_{Peripherie}) \cdot t_{Aufheizen} \quad (5.19)$$

- $t_{Aufheizen} > t_{Konstant}$

$$\begin{aligned} E_{ESP,Aufheizen}^{2b} &= (P_{Konstant} + P_{Peripherie}) \cdot t_{Konstant} \\ &+ (P_{Durchschnitt} + P_{Peripherie}) \cdot (t_{Aufheizen} - t_{Konstant}) \end{aligned} \quad (5.20)$$

Analog zu Gleichung (5.19) wird die benötigte Energiemenge $E_{ESP,Defekt}$ berechnet:

$$E_{ESP,Defekt} = (P_{Konstant} + P_{Peripherie}) \cdot t_{Defekt} \quad (5.21)$$

Im worst-case können mehrere Betriebszustände aufeinander folgen. Die Abfolge der entsprechenden Betriebszustände bestimmt letztendlich die benötigte Energiemenge. Folgende drei Fälle können aus den Gleichungen (5.17) bis (5.21) abgeleitet werden:

- Aufheizen Fall 1 → Konstantfahrt → Defekt

$$E_{ESP}^I = E_{ESP,Aufheizen}^1 + E_{ESP,Konstant} + E_{ESP,Defekt} \quad (5.22)$$

- Aufheizen Fall 2 b) → Defekt

$$E_{ESP}^{II} = E_{ESP,Aufheizen}^{2b} + E_{ESP,Defekt} \quad (5.23)$$

- Aufheizen Fall 2 a) → Konstantfahrt mit Restdauer $t_{Konstant} - t_{Aufheizen}$ → Defekt

$$E_{ESP}^{III} = E_{ESP,Aufheizen}^{2a} + E_{ESP,Konstant}(t_{Konstant} - t_{Aufheizen}) + E_{ESP,Defekt} \quad (5.24)$$

Für die minimal benötigte nutzbare Energiemenge des Energiespeichers gilt:

$$E_{ESP} = \max(E_{ESP}^I, E_{ESP}^{II}, E_{ESP}^{III}) \quad (5.25)$$

Der Energieinhalt des Energiespeichers ist neben den bekannten Leistungen von den Parametern $t_{Konstant}$, $t_{Aufheizen}$ und t_{Defekt} abhängig. Deren Einfluss wird analog zu Kapitel 5.5.1 mit einer Parametervariation untersucht. Dazu wird der Parameter t_{Defekt} nach [325] auf 1,5 min gesetzt. Die Parameter $t_{Konstant}$ und $t_{Aufheizen}$ werden zwischen 0 min und 30 min variiert. Das Ergebnis zeigt Abbildung 5.26. Deutlich zu erkennen ist, dass der Parameter $t_{Konstant}$ einen größeren Einfluss hat als der Parameter $t_{Aufheizen}$. Sind beide Parameter Null, kann die benötigte Energiemenge $E_{ESP,Defekt}$ aus dem Kennfeld abgelesen werden.

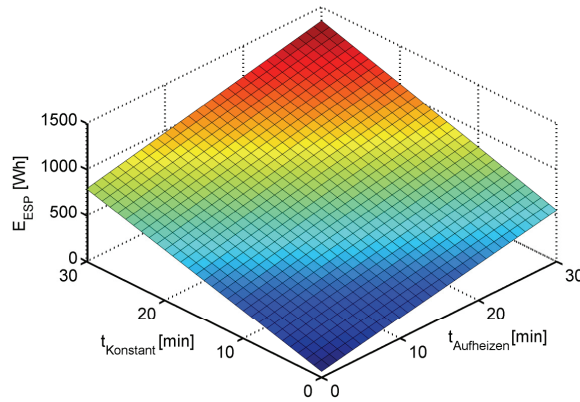


Abbildung 5.26: Abhängigkeit der benötigten Energiemenge von $t_{Konstant}$ und $t_{Aufheizen}$

Aus den Langzeitmessungen in Kapitel 3.4 folgt eine maximale Dauer von 2 min für die Konstantfahrt. Der entsprechende Block hat eine Durchschnittsleistung von 983 W, da im Vergleich zum Standardblock viele Konstantfahrten vorkommen. Dies verdeutlicht Abbildung 3.17. Um bei der Auslegung des Energiespeichers einen Sicherheitspuffer zu haben, wird die Konstantfahrtdauer für das weitere Vorgehen auf einen Wert von 10 min gesetzt. Damit ist der Fall abgedeckt, dass im realen Betrieb auch Konstantfahrphasen größer als 2 min vorkommen. In Tabelle 5.13 sind für beide Fälle die benötigten Energiemengen vergleichend gegenübergestellt. Die Aufheizzeit beträgt 20 min.

Tabelle 5.13: Benötigte nutzbare Energiemenge für verschiedene Konstantfahrten

	Konstantfahrtdauer	
	10 min	2 min
E_{ESP} [Wh]	656,9	445,7

5.5.2.3 Leistungsfähigkeit

Neben dem Energieinhalt ist die maximale Leistungsfähigkeit des Energiespeichers von großer Bedeutung. Für das Laden und Entladen wird zwischen Peak- und Konstantleistung unterschieden. Um die maximale Leistungsfähigkeit zu bestimmen, werden die folgenden zwei Fälle betrachtet:

- Leistungsabgabe nur durch den Energiespeicher
- Leistungsabgabe durch DMFC und Energiespeicher

Deckt nur der Energiespeicher die gesamte Leistungsabgabe, gilt:

- maximale Peakleistung beim Laden:

$$P_{Peak,Laden} = P_{Bremsen} - P_{Peripherie} \quad (5.26)$$

- maximale Peakleistung beim Entladen:

$$P_{Peak,Entladen} = P_{Anfahren} + P_{Peripherie} \quad (5.27)$$

- maximale Konstantleistung beim Laden:

$$P_{Konstant,Laden} = 0 \quad (5.28)$$

- maximale Konstantleistung beim Entladen:

$$P_{Konstant,Entladen} = P_{Konstant} + P_{Peripherie} \quad (5.29)$$

Ist neben dem Energiespeicher auch die DMFC an der Leistungsabgabe beteiligt, folgt für die maximalen Leistungen:

- maximale Peakleistung beim Laden:

$$P_{Peak,Laden} = P_{Bremsen} + \eta_{DCDC} \cdot P_{BZ} - P_{Peripherie} \quad (5.30)$$

- maximale Peakleistung beim Entladen:

$$P_{Peak,Entladen} = P_{Anfahren} + P_{Peripherie} - \eta_{DCDC} \cdot P_{BZ} \quad (5.31)$$

- maximale Konstantleistung beim Laden:

$$P_{Konstant,Laden} = \eta_{DCDC} \cdot P_{BZ} - P_{Peripherie} \quad (5.32)$$

- maximale Konstantleistung beim Entladen:

$$P_{Konstant,Entladen} = P_{Konstant} + P_{Peripherie} - \eta_{DCDC} \cdot P_{BZ} \quad (5.33)$$

Das Maximum der beiden Fälle bestimmt die jeweilige maximale Peak- und Konstantleistung beim Laden und Entladen:

- Gleichung (5.30) $\rightarrow P_{Peak,Laden}$
- Gleichung (5.27) $\rightarrow P_{Peak,Entladen}$
- Gleichung (5.32) $\rightarrow P_{Konstant,Laden}$
- Gleichung (5.29) $\rightarrow P_{Konstant,Entladen}$

In Tabelle 5.14 sind die berechneten maximalen Leistungen aufgeführt. Für die Brennstoffzellenleistung P_{BZ} gilt der Wert aus Kapitel 5.5.1. Die Werte für die maximale Anfahrleistung $P_{Anfahren}$ und die maximale Bremsleistung $P_{Bremsen}$ sind Kapitel 3.5 entnommen.

Tabelle 5.14: maximale Peak- und Konstantleistung des Energiespeichers

$P_{Peak,Laden} [W]$	6259	$P_{Konstant,Laden} [W]$	919
$P_{Peak,Entladen} [W]$	7040	$P_{Konstant,Entladen} [W]$	2570

5.5.3 Auslegung DC/DC-Wandler

Die Auslegung des DC/DC-Wandlers wird durch den Ein- und Ausgangsspannungsbereich, sowie die maximalen Ein- und Ausgangsleistungen bestimmt:

- minimale Eingangsspannung: 27 V (=Arbeitspunkt am Lebensdauerende der DMFC)⁹
- maximale Eingangsleistung: 1340 W (=Auslegungsleistung der DMFC)⁹
- maximale Ausgangsspannung: 31,2 V (=maximal zulässige Systemspannung)¹⁰
- minimale Ausgangsspannung: 16,8 V (=minimal zulässige Systemspannung)¹⁰
- maximale Ausgangsleistung: 1206 W (=Eingangsleistung abzüglich Wandlerverluste)

Die Nennspannung des Energiespeichers ist 24 V. Bei Bremsenergieerückspeisung steigt die Spannung an. Liefert der DC/DC-Wandler in diesem Fall zusätzliche Ladeleistung, führt dies zu einem zusätzlichen Spannungsanstieg. Aus diesem Grund wird für den DC/DC-Wandler ein Tiefsetzsteller gewählt, der den Ausgangsstrom begrenzt, wenn die Ausgangsspannung den Wert der Eingangsspannung überschreitet.

5.6 Zusammenfassung

Ausgehend von theoretisch möglichen Schaltungsvarianten folgen durch Vorüberlegungen favorisierte Schaltungsvarianten für das Hybridisierungskonzept. Ein Basisregelungskonzept kann hinsichtlich der Regelgröße und der Reglertopologie variiert werden. Aus der Systemanalyse der Hybridisierungs- und Regelungskonzepte folgt:

- bevorzugtes Hybridisierungskonzept: indirekte Kopplung
- bevorzugtes Regelungskonzept: Kaskadenregelung mit U_{ESP} als Regelgröße

Die Auslegung der Komponenten DMFC, Energiespeicher und DC/DC-Wandler erfolgt angepasst an das bevorzugte Hybridisierungskonzept. Grundlage sind die Charakterisierungsergebnisse aus Kapitel 3. Die Systemkomponenten sind folgendermaßen ausgelegt:

- benötigte Brennstoffzellenleistung: 1243 W
- Spannungsniveau Energiespeicher: 16,8 – 31,2 V
- benötigte nutzbare Energiemenge Energiespeicher: 657 Wh
- Leistungsfähigkeit des Energiespeichers: 7040 W maximale Entladeleistung (Peak) und 6259 W maximale Ladeleistung (Peak)
- DC/DC-Wandler: Tiefsetzsteller

⁹ Brennstoffzellenauslegung nach [326]

¹⁰ Systemspannungsbereich 24 V \pm 30 % (vgl. dazu Kapitel 5.5.2)

6 Auswahl und Charakterisierung des Energiespeichers

6.1 Motivation

Aus Kapitel 5.5.2 folgen die Auslegungsparameter für den Energiespeicher. In diesem Kapitel werden verschiedene Energiespeicher im Teststand aus Kapitel 4.2 untersucht, ob sie die vorgegebenen Kriterien erfüllen. Ziel der Versuche ist es herauszufinden, ob die ausgewählten Energiespeicher den Anforderungen im realen Betrieb eines DMFC-Hybridsystems gerecht werden und für einen langfristigen Einsatz geeignet sind. Für diese Tests wird im ersten Schritt ein Versuchsprogramm definiert. Die Auswahl und Charakterisierung der Energiespeicher erfolgt in diesen Schritten:

- Charakterisierung einer Bleibatterie
- Bewertung, Auswahl und Beschaffung alternativer Energiespeicher
- Charakterisierung der alternativen Energiespeicher

6.2 Versuchsprogramm zur Charakterisierung

Bei den Untersuchungen werden nachstehende Fragen beantwortet:

- Ist der Energieinhalt z. B. für den Aufheizvorgang der Brennstoffzelle ausreichend?
- In welchem Arbeitsbereich kann der Energiespeicher betrieben werden, damit die Spannung zu jeder Zeit im Bereich 16,8 V – 31,2 V liegt?
- Wie verhält sich der Energiespeicher im bevorzugten Hybridsystem?
- Lassen sich Rückschlüsse auf die Alterung bei der jeweiligen Betriebsart ziehen?

Um diese Fragen zu beantworten, wird für jeden Energiespeicher ein Versuchsprogramm nach Abbildung 6.1 durchlaufen. Das Versuchsprogramm besteht aus vier verschiedenen Teilversuchen. Der Kapazitätstest wird sowohl am Anfang als auch am Ende durchgeführt, um eine mögliche Alterung über die gesamte Versuchsdauer zu erkennen. Abschließend werden die untersuchten Energiespeicher in Kapitel 6.7 bewertet und anhand der Versuchsergebnisse verglichen.

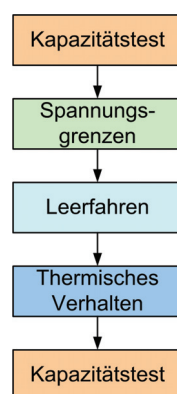


Abbildung 6.1: Ablaufdiagramm Versuchsprogramm

Zwischen den einzelnen Teilversuchen wird der Energiespeicher mit dem Konstantstrom-Konstantspannung-Ladeverfahren (IU-Ladung) [327] geladen. Der erste Schritt ist eine Ladung mit einem konstanten Strom (I-Ladung) bis die Spannung einen maximalen Wert $U_{Laden,max}$ erreicht. Anschließend folgt ein Ladevorgang mit Konstantspannung (U-Ladung) bis eine bestimmte Zeit $t_{Laden,max}$ abgelaufen oder der Strom kleiner einem minimalen Strom $I_{Laden,min}$ ist. Die einzelnen Ladeparameter $U_{Laden,max}$, $t_{Laden,max}$ und $I_{Laden,min}$ unterscheiden sich von Energiespeicher zu Energiespeicher und werden den Datenblättern entnommen.

Bei den Kapazitätstests wird der Energiespeicher mit einem konstanten Strom entladen, bis die Spannung einen minimalen Wert $U_{Entladen,min}$ unterschreitet. Ziel dieser Kapazitätstests ist es, die Energiemenge des Energiespeichers zu bestimmen. Werden die Kapazitätstests am Anfang und am Ende miteinander verglichen, lassen sich daraus Rückschlüsse auf eine Alterung ziehen. Als weiterer Parameter wird die Stromabhängigkeit der Kapazität untersucht, die in Kapitel 2.3.2 als Peukert-Effekt bezeichnet wurde.

Für die weiteren Teilversuche werden folgende Fahrzyklen verwendet:

- angenäherter charakteristischer Fahrzyklus (vgl. Abbildung 3.18)
- realistisches Fahrprofil¹¹: zusammengesetzt aus dem Block mit minimaler Durchschnittsleistung, dem Standardblock und dem Block mit maximaler Durchschnittsleistung aus Kapitel 3.4 (vgl. Abbildung 6.2).

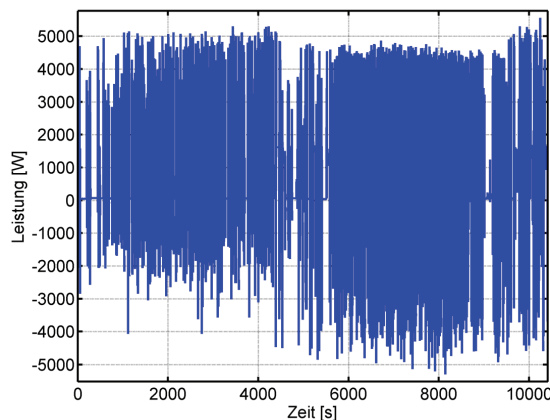


Abbildung 6.2: zusammengesetztes realistisches Fahrprofil

Das zusammengesetzte realistische Fahrprofil aus Abbildung 6.2 wird gewählt, um neben dem angenäherten Fahrzyklus auch einen realistischen Testzyklus zu haben. Der Fahrzyklus ist aus den einzelnen Blöcken aus Kapitel 3.4 zusammengesetzt. Damit kommen sowohl Phasen mit der Durchschnittsfahrleistung von 786 W als auch Phasen mit einer kleineren und einer größeren Durchschnittsleistung vor.

Ziel beim Spannungsgrenztest ist es, den Arbeitsbereich des Energiespeichers zu ermitteln. Bei hohen Ladepeaks besteht die Gefahr, dass die Spannungsobergrenze

¹¹ Verwendet bei der Systemanalyse zur Regelung in Kapitel 5.4

$U_{Grenze,oben}=31,2 \text{ V}$ des Systems überschritten wird. Bei hohen Entladepeaks unterschreitet die Spannung unter Umständen die Untergrenze $U_{Grenze,unten}=16,8 \text{ V}$. Dies führt in beiden Fällen zu einer Notabschaltung des Fahrzeugs durch die Motorsteuerung. In diesem Teilversuch muss daher bestimmt werden, ab welcher Leerlaufspannung $U_{00,max}$ die maximale Ladeleistung ohne Überschreitung der Obergrenze in den Energiespeicher geladen werden kann. Außerdem wird ermittelt, bis zu welcher Leerlaufspannung $U_{00,min}$ die maximale Entladeleistung ohne Unterschreitung der Untergrenze entnehmbar ist. Dazu wird der Energiespeicher mit einer wiederkehrenden Abfolge von Anfahr- und Bremspeak gefolgt von einer längeren Leerlaufphase belastet. Anfahr- und Bremspeak gehen aus dem angenäherten charakteristischen Fahrzyklus hervor. Die Dauer der Leerlaufphase richtet sich danach, wie lange die Leerlaufspannung des Energiespeichers benötigt nach einem Anfahr- und Bremspeak einen stationären Wert zu erreichen. Diese Leerlaufphase ist erforderlich, um nach einer Belastung die zugehörige Leerlaufspannung messen zu können und daraus den aktuellen Ladezustand zu berechnen. In der Auswertung des Spannungsgrenzentests werden folgende Leerlaufspannungen ermittelt, die den Arbeitsbereich des Energiespeichers definieren:

- Bremsen:

$$U_{00,max}, \text{ wenn } U_{ESP} = U_{Grenze,oben} \quad (6.1)$$

- Anfahren:

$$U_{00,min}, \text{ wenn } U_{ESP} = U_{Grenze,unten} \quad (6.2)$$

Beim Leerfahrttest wird bestimmt, welche Energiemenge im definierten Arbeitsbereich entnommen werden kann und welcher Fahrdauer dies entspricht. Dazu wird der Energiespeicher mit dem angenäherten charakteristischen Fahrprofil belastet. Ausgangspunkt ist ein voller Energiespeicher. Der Versuch wird beendet, sobald ein minimaler Ladezustand oder die definierte Spannungsuntergrenze $U_{Grenze,unten}$ erreicht ist. In der Auswertung wird die Energiemenge berechnet, die von der Unterschreitung der Spannungsobergrenze $U_{Grenze,oben}$ bis zur Unterschreitung der Spannungsuntergrenze $U_{Grenze,unten}$ aus dem Energiespeicher entnommen werden kann. Durch die ebenfalls ermittelte Leerfahrdauer wird bestimmt, ob es möglich ist, die in Kapitel 5.5.2.2 definierte Aufheizphase zu überbrücken.

Die Charakterisierung des Energiespeichers wird in diesem Kapitel auf die Untersuchung des thermischen Verhaltens bei der sehr hohen Durchschnittsbelastung im Hybridsystem beschränkt. Die Analyse des elektrischen Verhaltens im Hybridsystem zeigt Kapitel 5.4.

6.3 Bleibatterie als Energiespeicher

6.3.1 Ausgangspunkt

In Kapitel 2.3 wurden verschiedene Energiespeichertechnologien vorgestellt, die als Energiespeicher für das DMFC-Hybridsystem eingesetzt werden können. Das DMFC-Hybridsystem soll in einem Horizontalkommissionierer die im Originalfahrzeug verwendete Bleitractionsbatterie ersetzen und die gleiche Leistungsfähigkeit besitzen. Wie in Kapitel 5.4 bei der Systemanalyse gezeigt und in Kapitel 5.5.2 bei der Auslegung des Energiespeichers berechnet, hat der Energiespeicher im DMFC-Hybridsystem zwei Aufgaben. Zum einen

muss er die hohen Anfahrpeaks liefern und zum anderen die hohen Bremspeaks aufnehmen. Die Brennstoffzelle liefert die Grundlast und hält dadurch den Energiespeicher auf einem bestimmten Ladezustand. Beim Vergleich der Betriebsweise des Hybridenergiespeichers mit der Bleitraktionsbatterie des Originalfahrzeugs besteht der einzige Unterschied darin, dass die Bleitraktionsbatterie im Betrieb von einem vollen in einen leeren Ladezustand überführt wird. Wie in Kapitel 3.4 bei den Langzeitmessungen vorgestellt, sind die maximalen Peakbelastungen der Traktionsbatterie die gleichen wie die des Hybridenergiespeichers. Daher ist es naheliegend zunächst eine Bleibatterie für das Hybridsystem zu testen. Für die Bleibatterie als Energiespeicher sprechen nach Kapitel 2.3.2 außerdem folgende Gründe:

- 150 Jahre Entwicklungszeit und Betriebserfahrung
- häufiger Einsatz im Bereich stationärer Anwendungen, Traktion und Automobil
- große Marktverfügbarkeit
- kostengünstigste Energiespeichertechnologie

Erstes Testobjekt ist eine besonders hochstromfähige Bleibatterie mit Spiral-Wound-Technologie [106]. Die wichtigsten Kenndaten dieser Batterie sind in Tabelle 6.1 zusammengestellt. Die spezifische Energie- und Leistungsdichte entstammen der Technikübersicht in Kapitel 2.3.8.1.

Tabelle 6.1: Kenndaten der Bleibatterie [106] [107]

Nennspannung	12 V
Nennkapazität (K_{20})	50 Ah
Spez. Energiedichte	35 Wh/kg
Spez. Leistungsdichte	380 W/kg
Gewicht	18 kg
Volumen	9,27 l

Die hier verwendete Bleibatterie hat eine Blockspannung von 12 V. Um die in Kapitel 5.5.2 geforderten 24 V Systemspannung zu bekommen, müssen zwei Blöcke in Reihe geschaltet werden.

6.3.2 Experimentelle Batterieuntersuchungen

6.3.2.1 Kapazitätstest

Mit jedem Energiespeicher werden zu Beginn zwei Kapazitätstests durchgeführt, um die Stromabhängigkeit der Kapazität zu untersuchen. Ein Test erfolgt mit einem Entladestrom von 10 A und der andere mit einem Entladestrom, der der C-Rate von 1C entspricht. Die Ergebnisse der zwei Kapazitätstests sind Tabelle 6.2 zu entnehmen.

Tabelle 6.2: Kapazitätstests (Bleibatterie)

	I_{Mittel} [A]	Dauer [h]	Kapazität [Ah]	Energie [Wh]
Kapazitätstest 1	9,43	3,31	31,25	735,46
Kapazitätstest 2	49,37	0,33	16,46	377,99

Der Spannungsverlauf als Funktion der entladenen Kapazität ist für beide Kapazitätstests in Abbildung 6.3 dargestellt. Diese Ergebnisse zeigen, dass es eine Abhängigkeit zwischen dem mittlerem Entladestrom I_{Mittel} und der entnehmbaren Kapazität gibt. Der Peukert-Koeffizient p , der diese Abhängigkeit beschreibt, berechnet sich nach Gleichung (2.32) zu 1,39.

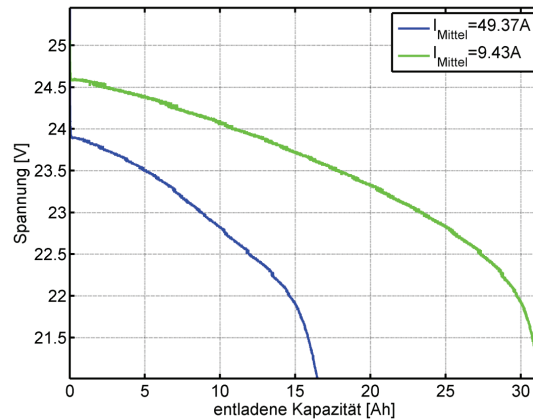


Abbildung 6.3: Kapazitätstests (Bleibatterie)

Der Vergleich mit der berechneten benötigten Energiemenge von 657 Wh aus Kapitel 5.5.2.2 zeigt, dass für einen kleinen Entladestrom von etwa 10 A mehr als diese geforderte Energiemenge entnehmbar ist. Für einen Entladestrom von etwa 50 A ist die Energiemenge nicht mehr ausreichend.

6.3.2.2 Spannungsgrenzen

Der Testzyklus für den Spannungsgrenzentest ist in Kapitel 6.2 beschrieben. Um die dafür benötigte Leerlaufdauer zu ermitteln, wird die Batterie mit einem Anfahr- und Bremspeak belastet und anschließend 3 h im Leerlauf belassen. Anhand des aufgezeichneten Spannungsverlaufes wird ermittelt, nach welcher Zeit sich die Spannung in einem stationären Zustand befindet. Für die Bleibatterie beträgt diese Zeit etwa 5 min. Damit entspricht der Testzyklus für den Teilversuch Spannungsgrenzen einer Wiederholung der Abfolge Anfahrpeak, Bremspeak und 5 min Leerlauf. Die Batterie wird mit diesem Testzyklus belastet. Startpunkt ist eine volle Batterie. Der Versuch ist beendet, wenn die Spannung die definierte Spannungsuntergrenze unterschreitet oder der Ladezustand $< 10\%$ ist. Den Spannungsverlauf und die eingezeichneten Ober- und Untergrenzen zeigt Abbildung 6.4. Versuchsende ist hier ein Ladezustand kleiner 10 %.

Bei der Auswertung des Versuchs wird jeweils die Leerlaufspannung U_{00} am Ende der Leerlaufphase mit der zugehörigen maximalen Spannung beim Bremspeak $U_{\text{Bremsen,max}}$ und der zugehörigen minimalen Spannung beim Anfahrpeak $U_{\text{Anfahren,min}}$ in Verbindung gesetzt. Ergebnis sind die zwei Zusammenhänge $U_{\text{Bremsen,max}} = f(U_{00})$ und $U_{\text{Anfahren,min}} = f(U_{00})$. Aus dem Schnittpunkt mit der definierten Obergrenze folgt die gesuchte maximale Leerlaufspannung $U_{00,max}$, bis zu der Bremsen möglich ist. Außerdem kann aus dem Schnittpunkt mit der

definierten Untergrenze die gesuchte minimale Leerlaufspannung $U_{00,min}$ ermittelt werden, bis zu der Anfahren möglich ist.

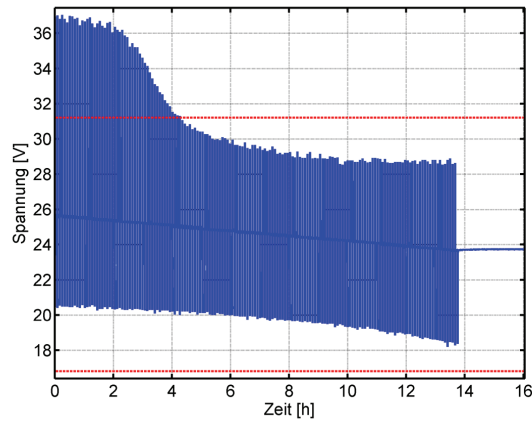


Abbildung 6.4: Spannungsverlauf Spannungsgrenzentest (Bleibatterie)

Die Kennlinie $SOC=f(U_{00})$, die zwischen 10 % und 90 % SOC linearisiert ist, bestimmt die zugehörige Abhängigkeit vom Ladezustand. Diese Umrechnung ist notwendig, um verschiedene Batterien miteinander vergleichen zu können. Da bei unterschiedlichen Batterien eine bestimmte Leerlaufspannung einem anderen Ladezustand entspricht, ist die Leerlaufspannung für Vergleichszwecke nicht geeignet. Für die untersuchte Bleibatterie lautet die linearisierte Kennlinie mit den Werten aus [328]:

$$SOC[\%] = \left(0,416 \frac{1}{V} \cdot U_{00}[V] - 9,903 \right) \cdot 100\% \quad (6.3)$$

Die maximale Spannung beim Bremsen $U_{Bremsen,max}$ und die minimale Spannung beim Anfahren $U_{Anfahren,min}$ in Abhängigkeit des Ladezustandes SOC zeigt Abbildung 6.5. Die Obergrenze $U_{Grenze,oben}$ und die Untergrenze $U_{Grenze,unten}$ sind zusätzlich eingezeichnet.

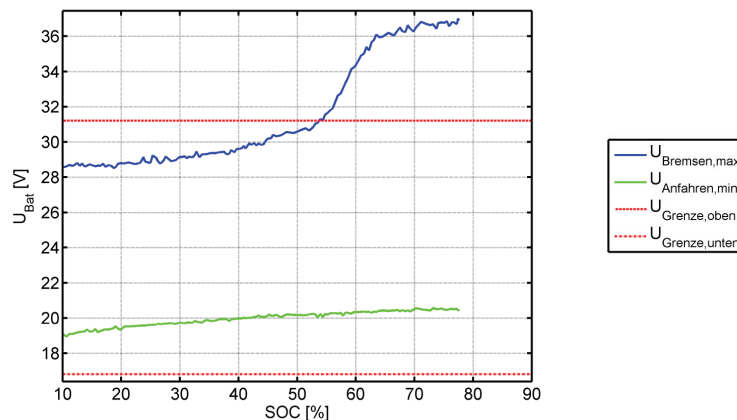


Abbildung 6.5: Spannungsgrenzen $U_{Bremsen,max}$ und $U_{Anfahren,min}$ (Bleibatterie)

Diese Abbildung verdeutlicht, dass beim Abbruchkriterium des Versuchs $SOC < 10\%$ die minimale Spannung beim Anfahren größer ist als die Untergrenze $U_{Grenze, unten}$. Um die Obergrenze der Leerlaufspannung $U_{00, max}$ zu ermitteln, wird der Schnittpunkt der Kurve $U_{Bremsen, max}$ mit der Geraden $U_{Grenze, oben}$ bestimmt. Die Arbeitsbereichsgrenzen $U_{00, max}$ und $U_{00, min}$ bzw. SOC_{max} und SOC_{min} sind in Tabelle 6.3 aufgeführt. Da die Batteriekennlinie nur zwischen 10 % und 90 % linearisiert ist, lässt sich die minimale Leerlaufspannung $U_{00, min}$ am Versuchsende nicht in einen SOC umrechnen. Daher ist in der Tabelle der Wert mit $< 10\%$ angegeben.

Tabelle 6.3: Arbeitsbereichsgrenzen (Bleibatterie)

Bremsen	$U_{00, max}$ [V]	25,09 V
	SOC_{max} [%]	53,43 %
Anfahren	$U_{00, min}$ [V]	23,69 V
	SOC_{min} [%]	< 10 %

Für die Kaskadenregelung aus Kapitel 5.3 muss der Sollwert U_{ESP} so gewählt werden, dass er zwischen $U_{00, max}$ und $U_{00, min}$ liegt. Diese beiden Werte definieren den maximal möglichen Arbeitsbereich. Eine Batterie sollte im Normalfall nie tiefer als 20 % SOC entladen werden. Unter dieser Annahme berechnet sich mit dem maximalen Ladezustand SOC_{max} aus Tabelle 6.3 ein Kapazitätsbereich ΔSOC . Im Extremfall ist auch eine Entladung der Batterie bis zum minimalen SOC_{min} möglich, der hier der Grenze von 10 % entspricht. Der Kapazitätsbereich ΔSOC und die nutzbare Batteriekapazität $K_{Bat, nutzbar}$ sind für beide Fälle Tabelle 6.4 zu entnehmen. Die nutzbare Batteriekapazität wird aus dem Kapazitätsbereich und der Nennkapazität aus Tabelle 6.1 berechnet.

Tabelle 6.4: Kapazitätsbereich und nutzbare Batteriekapazität (Bleibatterie)

	ΔSOC	$K_{Bat, nutzbar}$
SOC_{max} bis 20 % SOC	33,43 %	16,72 Ah
SOC_{max} bis SOC_{min}	43,43 %	21,72 Ah

Aus diesen Versuchsergebnissen können die Entlade- und Ladewiderstände $R_{Bat, entladen}$ und $R_{Bat, laden}$ wie folgt bestimmt werden: [58]

- Ladewiderstand beim Bremsen:

$$R_{Bat, laden} = \frac{U_{max, Bremsen} - U_{00}(U_{max, Bremsen})}{I_{Bremsen}} \quad (6.4)$$

mit

- $U_{00}(U_{max, Bremsen})$: Leerlaufspannung bei maximaler Spannung $U_{max, Bremsen}$ [V]
- $I_{Bremsen}$: Strom beim Bremspeak [A]

- Entladewiderstand beim Anfahren:

$$R_{Bat, entladen} = \frac{U_{00}(U_{min, Anfahren}) - U_{min, Anfahren}}{I_{Anfahren}} \quad (6.5)$$

mit

- $U_{00}(U_{min, Anfahren})$: Leerlaufspannung bei minimaler Spannung $U_{min, Anfahren}$ [V]
- $I_{Anfahren}$: Strom beim Anfahrpeak [A]

Die ermittelten Werte für den Lade- und Entladewiderstand wurden in Kapitel 4.3.6.1 für das stationäre Modell der Bleibatterie verwendet.

Aus den Ergebnissen in Tabelle 6.3 wird deutlich, dass die betrachtete Bleibatterie für den Einsatz als Hybridenergiespeicher auf einen Ladezustand von höchstens 53 % entladen werden muss. Nur so kann die Batterie die gesamte Bremsenergie ohne Überschreitung der Spannungsobergrenze aufnehmen. In [50] wurde ebenfalls die Ladeakzeptanz der betrachteten Bleibatterie untersucht. Hier ist ein maximaler Ladezustand von 60 % für eine gute Ladeakzeptanz angegeben. Aus der Literaturstelle und den eigenen Messungen geht hervor, dass die Batterie auf einem Teilladezustand betrieben werden muss. Dieser pSOC-Betrieb hat nach Kapitel 2.3.2 eine beschleunigte Alterung zur Folge. Eigene Untersuchungen zum Alterungsverhalten einer Bleibatterie beschreibt Kapitel 6.3.3.

6.3.2.3 *Leerfahren*

Nach Kapitel 6.2 wird beim Leerfahrversuch die entnehmbare Energiemenge ΔE unter realistischen Fahrbedingungen ermittelt. Im Gegensatz zum Spannungsgrenztest ist hier der angenäherte charakteristische Fahrzyklus der Testzyklus. Die entnehmbare Energiemenge wird berechnet, indem die Batterieleistung ab dem Zeitpunkt der Unterschreitung der Spannungsobergrenze $U_{\text{Grenze, oben}}$ bis zur Unterschreitung der Spannungsuntergrenze $U_{\text{Grenze, unten}}$ aufintegriert wird. Die Zeitdifferenz zwischen beiden Punkten entspricht der maximalen Fahrdauer Δt . Nach Tabelle 6.5 sind hier nur etwa 50 % der in Kapitel 5.5.2.2 geforderten minimalen Energiemenge entnehmbar.

Tabelle 6.5: entnehmbare Energiemenge und Fahrdauer (Bleibatterie)

ΔE [Wh]	273,60
Δt [h]	0,34

Die entnehmbare Energiemenge entspricht einer Batteriekapazität von etwa 15 Ah. In Kapitel 6.3.2.2 wurde für den nutzbaren Kapazitätsbereich ein Wert von maximal 22 Ah ermittelt. Die Abweichung erklärt sich dadurch, dass beim Leerfahrversuch die Bleibatterie mit einem höheren mittleren Strom entladen wird als beim Spannungsgrenztest. Bei den Kapazitätstests in Kapitel 6.3.2.1 wurde gezeigt, dass die entnehmbare Kapazität stark von der Höhe des Entladestromes abhängt.

6.3.2.4 *Thermisches Verhalten*

Hier wird das Verhalten der Bleibatterie in der bevorzugten indirekten Kopplung untersucht. Die indirekte Kopplung wird für diesen Versuch analog zur Systemanalyse in Kapitel 5.4 im Teststand aufgebaut. Testzyklen sind hier der angenäherte charakteristische Fahrzyklus und das zusammengesetzte realistische Fahrprofil nach Kapitel 6.2.

Der erste Versuch ist eine Leistungsregelung mit dem angenäherten charakteristischen Fahrzyklus. Für diesen Versuch und alle weiteren wird die Batterietemperatur an den zwei Temperaturmessstellen aus Abbildung 6.6 gemessen. Temperaturmessstelle T_1 entspricht hier der Temperatur in einem Zwischenraum zwischen vier Spiral-Wound Zellen der Bleibatterie. Temperaturmessstelle T_2 misst die Temperatur an der Oberfläche des Batteriegehäuses. Der erste Versuch wird nach etwa 2,5 h abgebrochen, da die Temperatur

an Messstelle T_2 am Batteriegehäuse auf einen Wert von 60 °C angestiegen ist. Die tatsächliche Temperatur in der Zelle wird noch höher sein. Für einen zweiten Versuch werden die zwei Batterien mit je einem Axiallüfter zur Kühlung versehen. Das Kühlkonzept ist in Abbildung 6.7 zu sehen. Bei diesem Versuch steigt die Temperatur an Messstelle T_2 im gleichen Zeitraum auf knapp 42 °C. Die Temperaturverläufe für beide Versuche zeigt Abbildung 6.8. An Messstelle T_1 ist die Temperatur um etwa 5 K geringer als an Messstelle T_2 . In beiden Fällen haben die Temperaturen am Versuchsende noch keinen stationären Wert erreicht.

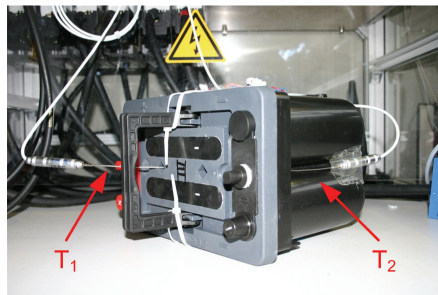


Abbildung 6.6: Temperaturmessstellen (Bleibatterie)

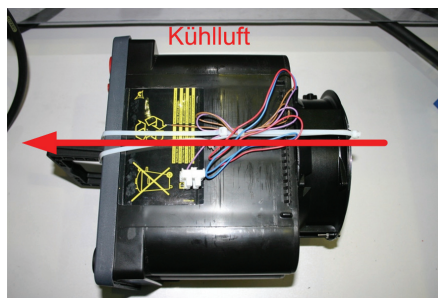


Abbildung 6.7: Kühlung (Bleibatterie)

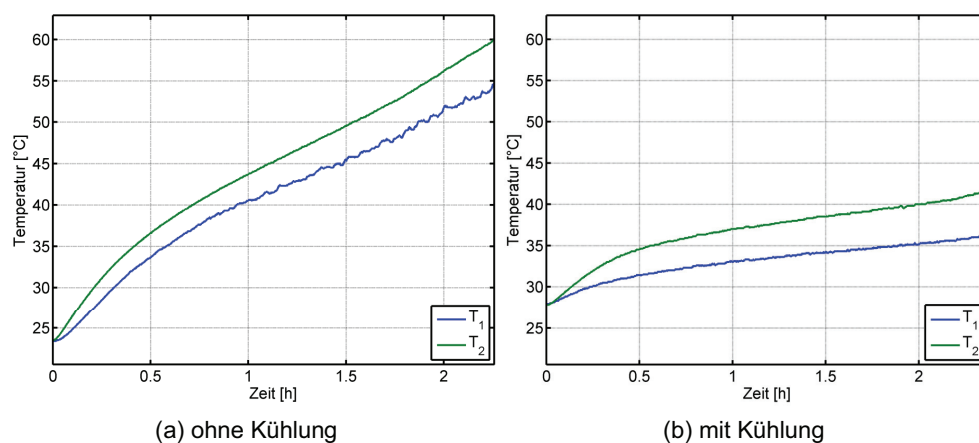


Abbildung 6.8: Temperaturverlauf Regelung (Bleibatterie)

In einem weiteren Versuch mit dem zusammengesetzten realistischen Fahrprofil wird getestet, wie sich die Temperatur über einen längeren Zeitraum von etwa 50 h verhält. Die Temperatur wird in diesem Fall nur an der Messstelle T_2 gemessen, da hier nach den oben beschriebenen Versuchen die wärmste Stelle ist. Der Temperaturverlauf wird aus Abbildung 6.9 ersichtlich. Die Kühlung ist zweimal für etwa 30 min ausgeschaltet, um das Temperaturverhalten ohne Kühlung zu ermitteln. Diese Ergebnisse zeigen, dass sich mit Kühlung die Temperatur bei maximal 35 °C bewegt. Bei ausgeschalteter Kühlung steigt die Temperatur sehr schnell auf über 42 °C an.

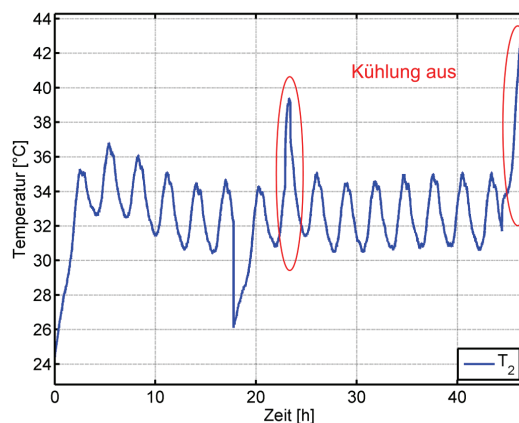


Abbildung 6.9: Temperaturverlauf Langzeittest (Bleibatterie)

Die Temperaturverläufe der beiden Versuche unterscheiden sich, da die Durchschnittsleistungen der verwendeten Fahrzyklen unterschiedlich sind. Beim zweiten Fahrzyklus ist diese geringer und damit auch die mittlere Belastung der Batterie. Die Temperatur ist trotz Kühlung beim klassischen Kommissionierbetrieb mit 800 W Durchschnittsleistung sehr hoch. Auf eine Kühlung kann daher sowohl für diesen Fall als auch für den Mischbetrieb nicht verzichtet werden.

6.3.3 Alterungsuntersuchungen

In Kapitel 6.3.2.2 wurde gezeigt, dass die untersuchte Bleibatterie auf einem Teilladezustand betrieben werden muss. Nach Kapitel 2.3.2 altert die Batterie bei einem pSOC-Betrieb schneller. Alterungsuntersuchungen am ISEA (RWTH Aachen) sollen ermitteln, wie sich ein pSOC-Betrieb auf die untersuchte Bleibatterie auswirkt. Für diese Alterungstests wird nach [329] folgender Testzyklus auf Grundlage der Ergebnisse aus Kapitel 3 gewählt:

- Schritt 1: 2 h Laden mit 100 A
- Schritt 2: Testzyklus A aus Abbildung 6.10 wiederholen, bis 30 % der Nennkapazität entladen wurden (= Betrieb ohne Brennstoffzelle)
- Schritt 3: Testzyklus B aus Abbildung 6.10 wiederholen, bis die Dauer von Schritt 2 und Schritt 3 in der Summe 22 h ist
- Schritt 4: 28 Wiederholungen der Schritte 1 bis 3
- Schritt 5: Kapazitätstest

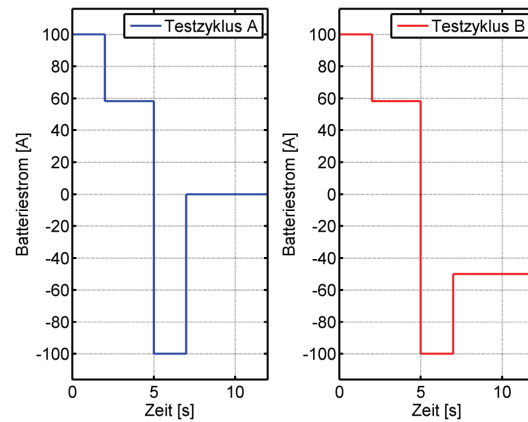


Abbildung 6.10: Testzyklen Alterungstests

Die fünf Schritte des Testzyklus werden bis zum Lebensdauerende der Batterie wiederholt. In Abbildung 6.11 ist der *SOH*, der dem Verhältnis von aktuell gemessener Kapazität zur Startkapazität entspricht, in Abhängigkeit des Nennkapazitätsdurchsatzes dargestellt. Nach 1882 Nennkapazitätsdurchsätzen sind nur noch 26 % der Anfangskapazität in der Batterie verfügbar. Ein Refresh der Batterie erfolgt nach 1443 Nennkapazitätsdurchsätzen. Dieser Refreshmodus besteht aus einem Ladevorgang mit mehr als 40 h Dauer, wobei die Batterie mit einem sehr kleinen Strom von etwa 1 A ohne Spannungsbegrenzung geladen wird. Nach dem ersten Refresh lassen sich in einem Kapazitätstest wieder 98 % anstelle der vor dem Refresh ermittelten 73 % der Anfangskapazität entnehmen. Nach einem zweiten Refreshmodus am Ende des Alterungstests bei 1882 Nennkapazitätsdurchsätzen sind nur 48,1 % der Anfangskapazität aus der Batterie entnehmbar.

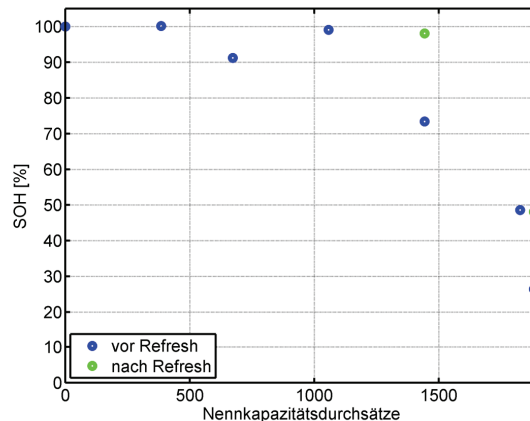


Abbildung 6.11: Ergebnisse Alterungsuntersuchungen (Bleibatterie)

In Kapitel 2.3.1 bei der Definition des *SOH* wird für ein Lebensdauerende ein typischer Wert von 80 % genannt. Wird dieser Wert zugrunde gelegt, hat die Batterie bereits vor dem ersten Refresh nach etwa 1400 Nennkapazitätsdurchsätzen ihr Lebensdauerende erreicht. Diese

1400 Nennkapazitätsdurchsätze entsprechen 105 der oben definierten Tageszyklen (Schritte 1 bis 3). Durch einen Refresh lässt sich die Lebensdauer etwas ausdehnen. Nach dem zweiten Refresh ist definitiv das Lebensdauerende der Batterie erreicht.

In Kapitel 6.3.4 wird mithilfe von Simulationen berechnet, wie viele Nennkapazitätsdurchsätze im realen Betrieb pro Tag zu erwarten sind. Wie die Ergebnisse der Alterungstests damit zu bewerten sind und welche Konsequenzen sich für den Einsatz im DMFC-Hybridsystem ergeben, wird in Kapitel 6.3.5 erläutert.

6.3.4 Unterstützende Simulation

Für die folgende Simulation wird das Gesamtsystemmodell der indirekten Kopplung aus den Einzelmodellen für DMFC, DC/DC-Wandler und Batterie aus Kapitel 4.3 aufgebaut. Modell für die Bleibatterie ist das stationäre Modell aus Kapitel 4.3.6.1. Es kommen sowohl der angenäherte charakteristische Fahrzyklus als auch der zusammengesetzte realistische Fahrzyklus zum Einsatz. Als Regelung wird eine einfache Spannungsregelung basierend auf einem PID-Regler aus Kapitel 5.4.2 gewählt.

Ein Durchlauf des zusammengesetzten realistischen Fahrzyklus entspricht einer Dauer von 10410 s. Der angenäherte charakteristische Fahrzyklus hat nach Kapitel 3.5 nur eine Dauer von 16,07 s. Zu Vergleichszwecken wird für beide Simulationen eine Simulationsdauer von 10410 s gewählt. Die Ergebnisse der Simulation können Tabelle 6.6 entnommen werden. Hier sind die Nennkapazitätsdurchsätze pro Simulationsdurchlauf aufgeführt. Daraus lässt sich die Anzahl der Betriebsstunden für 1400 Nennkapazitätsdurchsätze berechnen.

Die doppelte Betriebsdauer für den zusammengesetzten Fahrzyklus hat ihre Ursache darin, dass dieser Fahrzyklus auch Phasen mit einer Durchschnittsleistung kleiner als 800 W enthält. Der angenäherte charakteristische Fahrzyklus hat eine konstante Durchschnittsleistung von 800 W, beschreibt aber nach Kapitel 3.5 den durchschnittlichen Fahrbetrieb.

Tabelle 6.6: Abschätzung Betriebsdauer für 1400 Nennkapazitätsdurchsätze

	angenäherter charakteristischer Fahrzyklus	zusammengesetzter realistischer Fahrzyklus
Nennkapazitätsdurchsätze pro Simulationsdurchlauf	2,26	1,13
Betriebsdauer für 1400 Nennkapazitätsdurchsätze	1790 h	3580 h

6.3.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die Charakterisierungsergebnisse für die Bleibatterie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Batterie kann nur auf einem pSOC betrieben werden.
- Die Energiemenge ist zu gering für die Anforderungen aus Kapitel 5.5.2.2.
- Die entnehmbare Kapazität ist stark vom Entladestrom abhängig.
- Im Hybridsystem kann die Batterie nur mit einer Kühlung eingesetzt werden.
- Der Betrieb bei pSOC führt zu einer deutlichen Alterung.

Aus dem letzten Punkt zusammen mit den Simulationsergebnissen ergeben sich die Konsequenzen für den Einsatz im DMFC-Hybridsystem:

- Refresh der Bleibatterie nach Kapazitätsverlust → zeitaufwendiges Verfahren
- Austausch der Bleibatterie nach Kapazitätsverlust → mehrere Batteriesätze für gesamte Systemlebensdauer erforderlich
- Einsatz einer alternativen Energiespeichertechnologie

Aus der letzten Konsequenz geht die Motivation für die folgenden Kapitel hervor. Hier werden zuerst alternative Technologien bewertet (Kapitel 6.4), um anschließend favorisierte Energiespeicher auszuwählen (Kapitel 6.5) und analog zur Bleibatterie zu charakterisieren (Kapitel 6.6).

6.4 Bewertung alternativer Technologien

Alternative Energiespeicher sind nach Kapitel 2.3:

- Lithiumbatterien
- NiMH-Batterien
- Superkondensatoren

Vor der Auswahl und Beschaffung favorisierter Energiespeicher in Kapitel 6.5 müssen diese alternativen Technologien zuerst bewertet werden. Dazu wird betrachtet, welche Anforderungen an den Energiespeicher gestellt werden. In Kapitel 5.5.2.2 wurden bei der Auslegung des Energiespeichers die minimal benötigte nutzbare Energiemenge E_{min} und die maximale Leistung P_{max} bestimmt. Ein möglicher Energiespeicher muss diesen Anforderungen gerecht werden. Für einen Vergleich der Leistungsfähigkeit verschiedener Energiespeicher eignen sich nach Kapitel 2.3 die Energie- und Leistungsdichte. Der gesuchte Energiespeicher darf ein maximales Volumen V_{max} von 20 l einnehmen, das aus dem zur Verfügung stehenden Gesamtbauraum folgt. Außerdem sind nur maximal 50 %¹² der Energiemenge nutzbar. Mit diesen Annahmen berechnen sich aus der minimal benötigten Energiemenge aus Tabelle 5.13 und der maximalen Peakleistung beim Entladen aus Tabelle 5.14 die minimale Energiedichte ED_{min} und Leistungsdichte LD_{min} zu:

$$ED_{min} = \frac{2 \cdot E_{min}}{V_{max}} = 66 \frac{Wh}{l} \quad (6.6)$$

$$LD_{min} = \frac{P_{max}}{V_{max}} = 352 \frac{W}{l} \quad (6.7)$$

Werden diese zwei Untergrenzen in das Ragone-Diagramm aus Kapitel 2.3.8.1 eingetragen, führt dies zum Diagramm in Abbildung 6.12. Hier sind die Energiespeicher nicht nach Herstellern sondern nach Technologien geordnet. Ein möglicher alternativer Energiespeicher muss im grau hinterlegten Bereich liegen.

¹² Dieser Wert folgt aus dem Spannungsgrenztest der Bleibatterie in Kapitel 6.3.2.2.

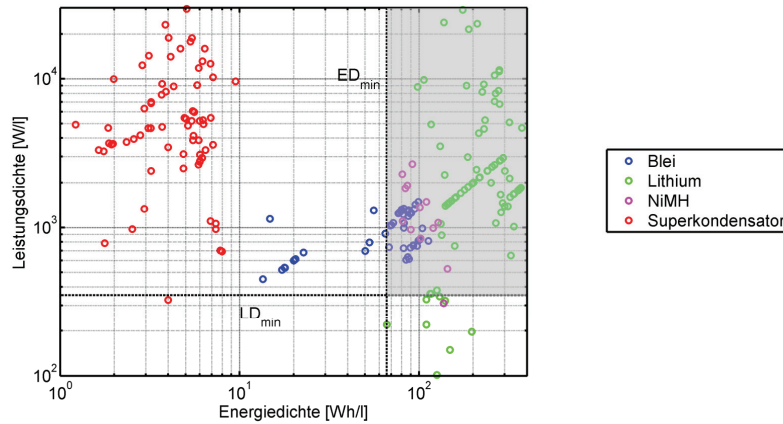


Abbildung 6.12: Ragone-Diagramm mit Auslegungsgrenzen

Die Abbildung verdeutlicht, dass Superkondensatoren zwar die Anforderungen bezüglich der minimalen Leistungsdichte erfüllen, die Energiedichte mit 1 bis 10 Wh/l allerdings viel zu gering ist. Die folgende beispielhafte Auslegung eines Superkondensatormoduls zeigt, dass eine Energiespeichereinheit mit Superkondensatoren nicht zu realisieren ist. Ausgangspunkt ist eine Einzelzelle mit einer Kapazität von $C_{Zelle}=3000\text{ F}$ bei einer Spannung von $U_{Zelle}=2,7\text{ V}$ [148]. Die Anzahl n_S der in Serie geschalteten Superkondensatoren berechnet sich aus der maximalen Systemspannung von $U_{max}=31,2\text{ V}$ zu:

$$n_S = \frac{U_{max}}{U_{Zelle}} = \frac{31,2\text{ V}}{2,7\text{ V}} \approx 12 \quad (6.8)$$

Die gesamte benötigte Kapazität C_{ges} des Moduls folgt aus der benötigten Energie und dem nutzbaren Spannungsbereich, der sich zwischen der maximalen Systemspannung $U_{max}=31,2\text{ V}$ und der minimalen Systemspannung $U_{min}=16,8\text{ V}$ befindet:¹³

$$E_{min} = \frac{1}{2} \cdot C_{ges} \cdot (U_{max} - U_{min})^2$$

$$\Rightarrow C_{ges} = \frac{2 \cdot E_{min}}{(U_{max} - U_{min})^2} \approx 22813\text{ F} \quad (6.9)$$

Die benötigte Anzahl n_P der parallel geschalteten Superkondensatoren ergibt sich zu:

$$C_{ges} = \frac{n_P}{n_S} \cdot C_{Zelle}$$

$$\Rightarrow n_P = \frac{n_S \cdot C_{ges}}{C_{Zelle}} \approx 91 \quad (6.10)$$

Aus den Anforderungen für den Energiespeicher geht ein Superkondensatormodul hervor, das aus $12 \cdot 91 = 1092$ Einzelzellen besteht. Dieses Modul ist im zur Verfügung stehenden

¹³ Annahme: 100 % nutzbare Energie $\rightarrow E_{min}=657\text{ Wh}$

Bauraum nicht zu realisieren. Die hohe Zahl an Einzelzellen folgt hier hauptsächlich aus der Anforderung der minimal benötigten Energiemenge.

In Kapitel 5.2.3 wurde gezeigt, dass die bevorzugten Hybridisierungskonzepte die indirekte und die direkte Kopplung von DMFC und Energiespeicher sind. Beide Varianten gibt es entweder mit einem Energiespeicher oder mit einer Parallelschaltung von zwei Energiespeichern. Wie gezeigt wurde, kommt für die Variante mit einem Energiespeicher nur eine Batterie infrage. Eine Parallelschaltung ist nur sinnvoll, wenn gilt:

- Energiespeicher 1: ausreichende Energiedichte, aber zu geringe Leistungsdichte
- Energiespeicher 2: ausreichende Leistungsdichte, aber zu geringe Energiedichte

Folgendes Beispiel kombiniert aus dem Ragone-Diagramm in Abbildung 6.12 die Batterie mit der geringsten Leistungsdichte und den Superkondensator mit der geringsten Energiedichte. Sowohl bei der Batterie als auch beim Superkondensator werden Einzelzellen in Serie geschaltet, um auf eine Systemspannung von 24 V zu kommen. Die Parameter der beiden Beispielennergiespeicher sind in Tabelle 6.7 aufgeführt. Für die Energiedichte des Gesamtmoduls folgt:

$$ED_{ges} = \frac{ED_{Bat} \cdot V_{Bat} + ED_{SC} \cdot V_{SC}}{V_{Bat} + V_{SC}} \quad (6.11)$$

Die Leistungsdichte des Gesamtmoduls berechnet sich zu:

$$LD_{ges} = \frac{LD_{Bat} \cdot V_{Bat} + LD_{SC} \cdot V_{SC}}{V_{Bat} + V_{SC}} \quad (6.12)$$

Tabelle 6.7: Energiedichte, Leistungsdichte und Volumen Gesamtmodul

	ED [Wh/l]	LD [W/l]	V [l]
Batterie	140,0	85,9	23,8
Superkondensator	1,2	4909,1	6,6
Gesamtmodul	109,9	1133,0	30,4

Die Werte für das Gesamtmodul sind ebenfalls Tabelle 6.7 zu entnehmen. Hieraus wird deutlich, dass aus der Kombination von zwei Energiespeichern ein Gesamtmodul mit ausreichender Energie- und Leistungsdichte hervorgeht. Dies gilt auch, wenn die einzelnen Energiespeicher die Anforderungen nur teilweise erfüllen. Lässt sich allerdings ein Energiespeicher finden, dessen Energie- und Leistungsdichte ausreichend groß sind, so ist die indirekte Kopplung mit nur einem Energiespeicher das favorisierte Hybridisierungskonzept. Da ein Superkondensator alleine nicht einsetzbar ist, bleiben als Alternativen Lithium- und NiMH-Batterien.

6.5 Auswahl und Beschaffung favorisierter Energiespeicher

6.5.1 Überblick

Vor der Beschaffung favorisierter Energiespeicher werden bei verschiedenen Herstellern von Lithium- und NiMH-Batterien Informationen eingeholt. Grundlage hierfür ist eine Spezifikationsliste, die sich aus den Auslegungsergebnissen in Kapitel 5.5.2 ableiten lässt. Die dort berechneten maximalen Leistungen werden unter der Annahme einer mittleren Spannung von 24 V in die zugehörigen Ströme umgerechnet. Diese Vorgehensweise ist notwendig, da in den einzelnen Datenblättern immer die maximalen Strombelastungen für Laden und Entladen angegeben sind. Damit folgt die Spezifikationsliste für den gesuchten Energiespeicher in Tabelle 6.8.

Tabelle 6.8: Batteriespezifikation für Herstelleranfrage

Spannung	24 V \pm 30 %
Entladestrom:	
Konstant	110 A
Dreieckspeak (6 s)	300 A
Ladestrom:	
Konstant	40 A
Dreieckspeak (3 s)	260 A
nutzbare Kapazität	660 Wh (= 28 Ah)
Bauraum	max. 20 l

Zum Zeitpunkt der Herstelleranfrage waren keine geeigneten NiMH-Batteriesysteme verfügbar. Die Hersteller von Lithiumbatterien konnten zwei geeignet erscheinende Gesamtsysteme anbieten, die anschließend charakterisiert werden. Die Eigenschaften der Einzelzellen, die Lithiumbatterie A und Lithiumbatterie B zugrunde liegen, sind in Tabelle 6.9 aufgeführt. Lithiumbatterie A entspricht einer Reihenschaltung von 7 Zellen (7s). Lithiumbatterie B besteht hingegen aus einer Reihenschaltung von 7 Zellpacks mit je 2 Zellen (7s2p). Die Kenndaten der beiden Gesamtsysteme zeigt Tabelle 6.10.

Tabelle 6.9: Zellspezifikation Lithiumbatterien [71] [72]

	Lithiumbatterie A	Lithiumbatterie B
Kapazität	45 Ah HP ¹⁴	40 Ah HE ¹⁵
Laden Konstant	90 A (2 C)	80 A (2 C)
Laden Puls	15 s @ 270 A (6 C)	30 s @ 160 A (4 C)
Entladen Konstant	270 A (6 C)	80 A (2 C)
Entladen Puls	10 s @ 1300 A (28,9 C)	10 s @ 200 A (5 C)

¹⁴ HP: Hochleistungszellen (vgl. Kapitel 2.3.3)

¹⁵ HE: Hochenergiezellen (vgl. Kapitel 2.3.3)

Tabelle 6.10: Kenndaten Lithiumbatterien [330] [331]

	Lithiumbatterie A	Lithiumbatterie B
Verschaltung Zellen	7s	7s2p
Nennspannung	25,2 V	25,2 V
Nennkapazität	45 Ah	80 Ah
Gewicht	18 kg	16 kg
Volumen	17,78 l	16,20 l
Batteriemanagementsystem	ja	ja
Kühlung	Luft	Luft

6.5.2 Vergleich mit der Bleibatterie

Die beiden Lithiumsysteme werden mit der Bleibatterie bezüglich der folgenden Kriterien verglichen:

- Volumen
- Gewicht
- Energiedichte
- Leistungsdichte
- Energieinhalt
- Leistungsfähigkeit

Da die untersuchte Bleibatterie eine Blockspannung von 12 V hat, müssen zwei Blöcke in Reihe geschaltet werden. Nach Tabelle 6.1 hat die Bleibatterie ein Gesamtgewicht von 36 kg und ein Gesamtvolumen von 18,54 l. Die Werte der Lithiumbatterien sind Tabelle 6.10 zu entnehmen. Die Bleibatterie ist etwa doppelt so schwer wie jedes der Lithiumsysteme. Allerdings kann bei der betrachteten Abwendung ein hohes Gewicht von Vorteil sein. Viel wichtiger ist der benötigte Bauraum. Die drei Batteriesysteme beanspruchen jeweils ungefähr das gleiche Volumen, das kleiner als die Vorgabe von 20 l ist. Energie- und Leistungsdichte der Bleibatterie sind in Tabelle 6.1 angegeben. Für die beiden Lithiumsysteme werden die Energie- und Leistungsdichte aus den Werten der Einzelzellen in [71] und [72] auf das Gesamtsystem hochgerechnet. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 6.13. Energie- und Leistungsdichte der Lithiumgesamtsysteme unterscheiden sich von den Werten der Einzelzellen erheblich. Grund hierfür ist die Integration von Batteriemanagementsystem und Kühlung in das Gesamtsystemvolumen der Lithiumbatterien. Bei der Bleibatterie ist nur der Wert des Gesamtsystems angegeben, der hier den zwei in Reihe geschalteten Blöcken entspricht. Im Vergleich zu den Lithiumsystemen ist die Bleibatterie bezüglich Energiedichte etwas besser als Lithiumbatterie A. Die Leistungsdichte der Bleibatterie ist größer als bei Lithiumbatterie B. Die erhebliche Differenz in der Leistungsdichte der beiden Lithiumbatterien verdeutlicht die Unterscheidung in Hochleistungs- und Hochenergiezellen in Tabelle 6.9. Die minimalen Grenzwerte für die Energie- und Leistungsdichte aus Gleichung (6.6) und (6.7) erfüllen oder übertreffen alle Batterien.

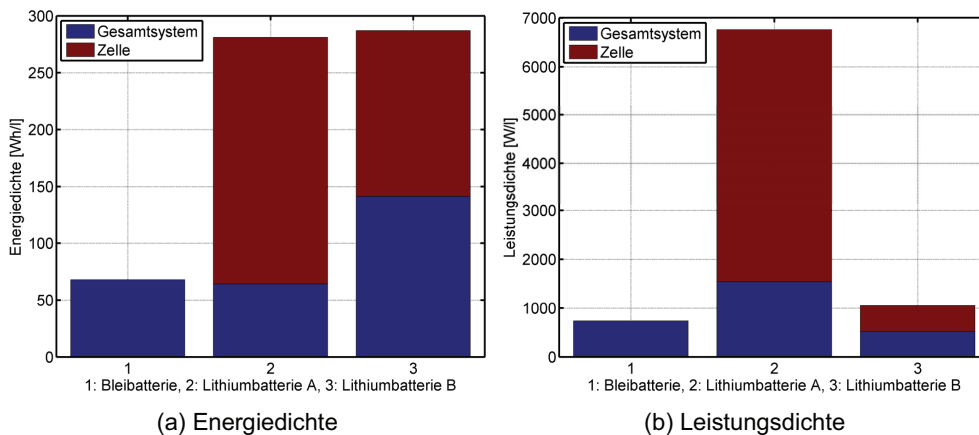


Abbildung 6.13: Energie- und Leistungsdichte der Energiespeicher

Aus den einzelnen Energie- und Leistungsdichten lassen sich der tatsächliche Energieinhalt E_{Bat} und die maximale Leistung P_{max} der Energiespeichersysteme ableiten. Diese Werte sind in Tabelle 6.11 zusammengestellt. Sowohl der Energieinhalt als auch die maximale Leistung der drei Batterien liegen über den definierten minimalen Anforderungen aus Kapitel 5.5.2.

Tabelle 6.11: Energieinhalt und maximale Leistung der Energiespeicher

	Bleibatterie	Lithiumbatterie A	Lithiumbatterie B
E_{Bat} [Wh]	1260	1141	2290
P_{Bat} [W]	13680	27446	8400

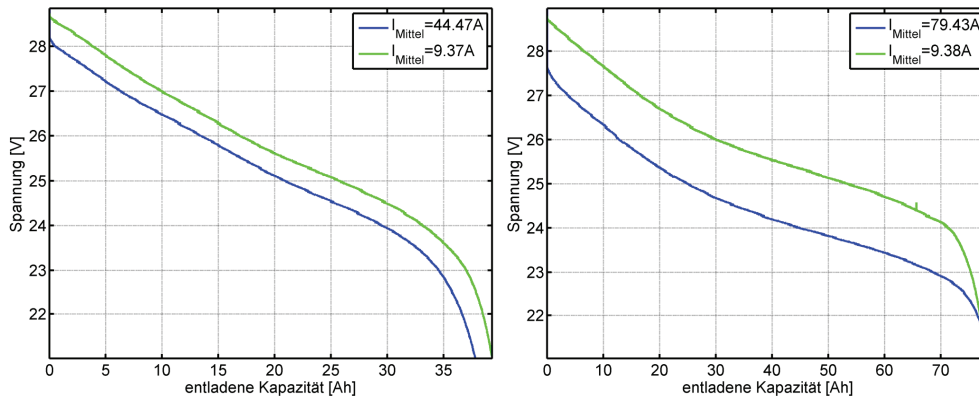
6.6 Charakterisierung der favorisierten Energiespeicher

6.6.1 Experimentelle Batterieuntersuchungen

6.6.1.1 Kapazitätstest

Für beide Lithiumbatterien werden analog zur Bleibatterie jeweils zwei Kapazitätstests durchgeführt, um die Abhängigkeit der entnehmbaren Kapazität vom Entladestrom zu untersuchen. Die Ergebnisse der Kapazitätstests sind Abbildung 6.14 und Tabelle 6.12 zu entnehmen.

Der berechnete Peukert-Koeffizient p ist bei beiden Lithiumbatterien ungefähr 1. Nach Kapitel 2.3.2 bedeutet ein Wert nahe bei 1, dass die entnehmbare Kapazität im technischen Sinne unabhängig vom Entladestrom ist. Bei beiden Batterien kommt es im Gegensatz zur Bleibatterie zu keinem Kapazitätsverlust bei Entladung mit einem hohen mittleren Entladestrom. Beide Batterien übertreffen die in Kapitel 5.5.2.2 berechnete minimal benötigte Energiemenge von 657 Wh.



(a) Lithiumbatterie A

(b) Lithiumbatterie B

Abbildung 6.14: Kapazitätstests (Lithiumbatterien)

Tabelle 6.12: Kapazitätstests (Lithiumbatterien)

		I_{Mittel} [A]	Dauer [h]	Kapazität [Ah]	Energie [Wh]
Lithiumbatterie A	Kapazitätstest 1	9,37	4,19	39,28	1009,5
	Kapazitätstest 2	44,47	0,85	37,79	954,7
Lithiumbatterie B	Kapazitätstest 1	9,38	8,25	77,37	1993,5
	Kapazitätstest 2	79,43	0,99	78,54	1920,5

6.6.1.2 Spannungsgrenzen

Analog zur Bleibatterie lässt sich für beide Lithiumbatterien eine Dauer von 5 min ermitteln, bis sich eine stationäre Leerlaufspannung einstellt. Bei der Bleibatterie folgen die Spannungsgrenzen aus der Systemspannung des Fahrzeugs zu 31,2 V und 16,8 V. Im Unterschied dazu müssen bei beiden Lithiumbatterien neue Grenzen gewählt werden, die aus den Herstellervorgaben in [330] und [331] folgen. Die Werte in Tabelle 6.13 entsprechen den maximalen und minimalen Zellspannungen, bei denen das Batteriemanagementsystem im Fehlerfall abschaltet. Vor allem die Obergrenze ist wichtig, da es bei einer Überschreitung nach Kapitel 2.3.3 zu einem Brand kommen kann.

Tabelle 6.13: Spannungsobergrenze und -untergrenze (Lithiumbatterien)

	Lithiumbatterie A	Lithiumbatterie B
$U_{\text{Grenze, oben}}$ [V]	29,40	29,75
$U_{\text{Grenze, unten}}$ [V]	18,90	18,90

Die analog zur Bleibatterie zwischen 10 % und 90 % SOC linearisierten Kennlinien sind folgende:

- Lithiumbatterie A: [330]

$$\text{SOC}[\%] = \left(0,194 \frac{1}{V} \cdot U_{00}[\text{V}] - 4,583 \right) \cdot 100\% \quad (6.13)$$

- Lithiumbatterie B: [331]

$$\text{SOC}[\%] = \left(0,213 \frac{1}{V} \cdot U_{00}[\text{V}] - 4,953 \right) \cdot 100\% \quad (6.14)$$

Damit gehen analog zur Bleibatterie Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16 aus den Messungen hervor. Die Spannungsgrenzen aus Tabelle 6.13 sind ebenfalls eingezeichnet. Um bei hohen Ladezuständen einen Spannungsanstieg über die definierte Obergrenze zu verhindern, wird bei der Stromquelle für den Bremsvorgang die Spannung begrenzt. Ansonsten würde das Batteriemanagement die Batterie abschalten. Die Spannungsbegrenzung der Stromquelle ist in beiden Abbildungen an einem konstanten Spannungsverlauf bis zum maximalen Ladezustand SOC_{\max} zu erkennen. Ab diesem Punkt knickt der Verlauf der maximalen Spannung $U_{\text{Bremsen,max}}$ nach unten ab. Das bedeutet, dass ab diesem Zeitpunkt Bremsen mit der maximalen Leistung möglich ist.

Die ermittelten Grenzen für den Arbeitsbereich sind in Tabelle 6.14 aufgeführt. Analog zur Bleibatterie lässt sich die minimale Leerlaufspannung $U_{00,\min}$ nicht in einen Ladezustand umrechnen, da die linearisierte Kennlinie nur bis zu einem SOC von 10 % vorliegt. Der minimale Ladezustand SOC_{\min} ist daher für beide Fälle $< 10\%$.

Die Ergebnisse für den Kapazitätsbereich ΔSOC und die nutzbare Batteriekapazität $K_{\text{Bat,nutzbar}}$ zeigt Tabelle 6.15. Obwohl der Kapazitätsbereich ΔSOC der Lithiumbatterie A im Vergleich zur Bleibatterie größer ist, ist die nutzbare Batteriekapazität ungefähr gleich. Grund hierfür ist, dass die Nennkapazität der Lithiumbatterie A mit 45 Ah im Vergleich zur Bleibatterie mit 50 Ah geringer ausfällt. Die Lithiumbatterie B hat von allen Batterien den größten Kapazitätsbereich, was bei einer Nennkapazität von 80 Ah auch zu einer mehr als doppelt so großen nutzbaren Batteriekapazität führt.

Analog zur Bleibatterie können für diese Versuche die Entlade- und Ladewiderstände für ein Modell ermittelt werden. Darauf wird hier aber nicht eingegangen.

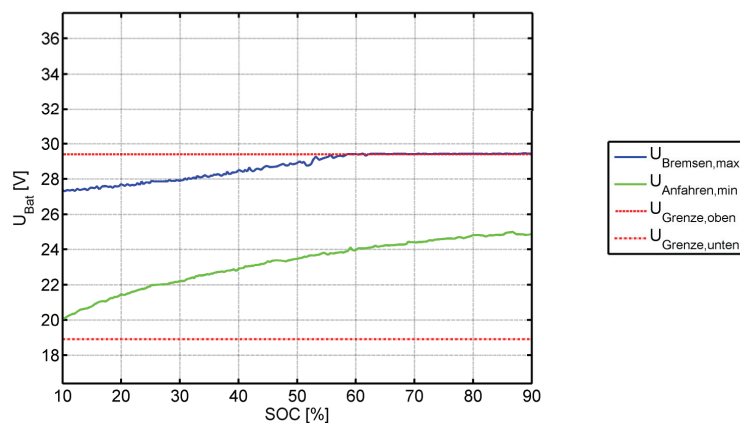


Abbildung 6.15: Spannungsgrenzen $U_{\text{Bremsen,max}}$ und $U_{\text{Anfahren,min}}$ (Lithiumbatterie A)

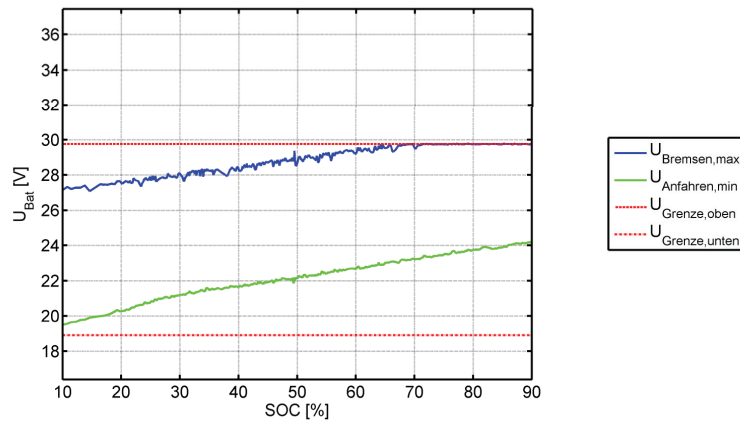

Abbildung 6.16: Spannungsgrenzen $U_{\text{Bremsen,max}}$ und $U_{\text{Anfahren,min}}$ (Lithiumbatterie B)

Tabelle 6.14: Arbeitsbereichsgrenzen (Lithiumbatterien)

		Lithiumbatterie A	Lithiumbatterie B
Bremsen	$U_{00,\text{max}}$	26,63 V	26,46 V
	SOC_{max}	58,29 %	68,31 %
Anfahren	$U_{00,\text{min}}$	23,79 V	23,41 V
	SOC_{min}	< 10 %	< 10 %

Tabelle 6.15: Kapazitätsbereich und nutzbare Batteriekapazität (Lithiumbatterien)

		ΔSOC	$K_{\text{Bat,nutzbar}}$
SOC_{max} bis 20 % SOC	Lithiumbatterie A	38,29 %	17,23 Ah
	Lithiumbatterie B	48,31 %	38,65 Ah
SOC_{max} bis SOC_{min}	Lithiumbatterie A	48,29 %	21,73 Ah
	Lithiumbatterie B	58,31 %	46,65 Ah

6.6.1.3 Leerfahren

Die Ergebnisse aus dem Leerfahrttest sind in Tabelle 6.16 zusammengefasst. Hier ist deutlich der Unterschied zu den Ergebnissen der Bleibatterie aus Tabelle 6.5 zu erkennen. Die gesamte Fahrtdauer und die entnehmbare Energiemenge sind für die Lithiumbatterie A etwa 2-mal größer. Bei der Lithiumbatterie B übertreffen beide Kennzahlen aufgrund der höheren Kapazität die Werte der Bleibatterie um das 4-fache. Der Vergleich mit der minimal benötigten Energiemenge aus Kapitel 5.5.2.2 zeigt, dass Lithiumbatterie A etwa 130 Wh weniger als die benötigten 657 Wh zur Verfügung stellen kann. Der Unterschied ist aber wesentlich geringer als bei der Bleibatterie. Die entnehmbare Energie der Lithiumbatterie B ist dagegen mehr als ausreichend.

Tabelle 6.16: entnehmbare Energiemenge und Fahrtdauer (Lithiumbatterien)

	Lithiumbatterie A	Lithiumbatterie B
ΔE [Wh]	529,85	1243,46
Δt [h]	0,66	1,54

Die entnehmbaren Batteriekapazitäten entsprechen hier 24 Ah für die Lithiumbatterie A und 57 Ah für die Lithiumbatterie B. Diese Werte sind größer als die maximal nutzbare Batteriekapazität beim Spannungsgrenztest aus Tabelle 6.15. Grund hierfür ist, dass beim Spannungsgrenztest die nutzbare Batteriekapazität bezogen auf die Untergrenze des SOC von 10 % berechnet wurde. Dort zeigte sich, dass die tatsächliche minimale Leerlaufspannung einem Ladezustand kleiner als 10 % entspricht. In diesem Versuch wird die Batterie tatsächlich bis zum minimalen Ladezustand entladen, wodurch die entnehmbare Batteriekapazität etwas höher ist.

6.6.1.4 Thermisches Verhalten

Wie gezeigt, ist die Bleibatterie nur mit einer Kühlung als Hybridenergiespeicher einsetzbar. Bei den folgenden Untersuchungen der beiden Lithiumbatterien liegt das Hauptaugenmerk ebenfalls auf deren thermischem Verhalten. So wird bei beiden Batterien die Temperatur aufgezeichnet, die das Batteriemanagementsystem übermittelt. Das elektrische Verhalten in den verschiedenen Hybridisierungskonzepten wurde für Lithiumbatterie A in Kapitel 5.4 bei der Systemanalyse erläutert.

Der Test mit der Lithiumbatterie B wird mit dem angenäherten charakteristischen Fahrzyklus durchgeführt. Den gemessenen Temperaturverlauf zeigt Abbildung 6.17. Trotz Kühlung ist die Temperatur schon nach 5 h auf 50 °C angestiegen. Bei diesem Grenzwert schaltet nach [331] das Batteriemanagementsystem die Batterie ab. Anschließend wird die Temperatur weiter aufgezeichnet, um die Abkühldauer auf die Anfangstemperatur zu ermitteln. Diese ist mit etwa 15 h sehr lang. Die Kühlung der Lithiumbatterie B ist für diese Art der Anwendung unterdimensioniert.

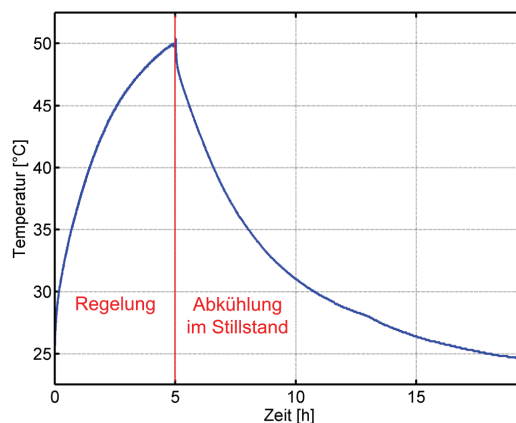


Abbildung 6.17: Temperaturverlauf Regelung und Stillstand (Lithiumbatterie B)

Zum Vergleich wird mit der ebenfalls luftgekühlten Lithiumbatterie A ein Regelungsversuch mit dem zusammengesetzten realistischen Fahrzyklus über einen Zeitraum von 51 h durchgeführt. Der gemessene Temperaturverlauf ist in Abbildung 6.18 ersichtlich. Hier ist deutlich die Arbeitsweise der Kühlung zu erkennen. Ein Zweipunktreger, dessen zwei Grenzen 30 °C und 35 °C sind, regelt die Kühlung. Dies verhindert auch über einen längeren

Zeitraum, dass sich die Temperatur zu stark erhöht. Die vorgestellten Messergebnisse verdeutlichen, dass für beide Lithiumbatterien analog zur Bleibatterie eine Kühlung unumgänglich ist.

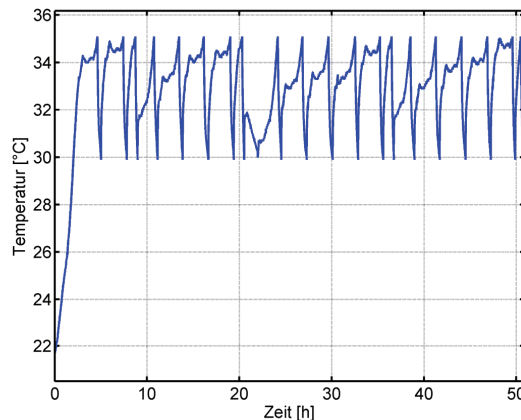


Abbildung 6.18: Temperaturverlauf Regelung (Lithiumbatterie A)

6.6.2 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Für die Lithiumbatterie A sind die Ergebnisse wie folgt:

- Die Batterie kann nur in einem pSOC betrieben werden.
- Die Energiemenge ist für die Anforderungen aus Kapitel 5.5.2 knapp bemessen, aber ausreichend.
- Die entnehmbare Kapazität ist nicht vom Entladestrom abhängig.
- Die Batterie hat ein gutes thermisches Verhalten mit einer ausreichend dimensionierten Kühlung.

Die Erkenntnisse aus der Charakterisierung der Lithiumbatterie B sind:

- Die Batterie kann nur in einem pSOC betrieben werden.
- Die Energiemenge ist für die Anforderungen aus Kapitel 5.5.2 mehr als ausreichend.
- Die entnehmbare Kapazität ist nicht vom Entladestrom abhängig.
- Die Batterie hat schlechte thermische Eigenschaften mit einer unterdimensionierten Kühlung.

6.7 Zusammenfassung

Die durchgeführten Charakterisierungsversuche der drei Batterien lassen sich miteinander vergleichen. Dazu werden die einzelnen Batterien mit den Noten 1 (bestes Ergebnis) bis 3 (schlechtestes Ergebnis) bewertet. Damit folgt die Bewertungsmatrix in Tabelle 6.17. Die einzelnen Batterien werden hier ausschließlich in Bezug auf die betrachtete Anwendung und deren Anforderungen bewertet. Eine Nichteignung des einzelnen Energiespeichers sagt hier nichts über dessen grundsätzliche Qualität aus. Beurteilt wird beim Spannungsgrenzentest der maximal nutzbare Arbeitsbereich, beim Leerfahrttest die maximal entnehmbare Energiemenge sowie die Fahrdauer und bei der Untersuchung der Hybridisierungskonzepte das thermische Verhalten.

Tabelle 6.17: Bewertungsmatrix Charakterisierung der Energiespeicher

	Bleibatterie	Lithiumbatterie A	Lithiumbatterie B
Spannungsgrenzen	3	2	1
Leerfahren	3	2	1
Thermisches Verhalten	3	1	3

Sowohl bei der Bleibatterie mit der selbst gebauten Kühlung als auch bei der Lithiumbatterie B mit der im Moment noch unterdimensionierten Kühlung gibt es sicherlich noch Optimierungspotential bezüglich eines verbesserten thermischen Verhaltens.

Da die Bleibatterie schneller altert, ist eine der beiden Lithiumbatterien der Favorit. Allerdings kann für diese beiden Energiespeicher noch keine Aussage über die Alterung getroffen werden. Nach Kapitel 2.3.3 ist hier ein besseres Verhalten zu erwarten, was mit Alterungsuntersuchungen validiert werden muss. Die Lithiumbatterie A ist für das DMFC-Hybridsystem die bevorzugte Batterie, da es bei der Lithiumbatterie B zu einer sehr schnellen Temperaturerhöhung kommt. Nach einer thermischen Optimierung der Lithiumbatterie B muss dieser Vergleich erneut durchgeführt werden. Dies ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

Die bevorzugte Lithiumbatterie A wird in Kapitel 7 zusammen mit dem favorisierten Hybridisierungs- und Regelungskonzept mit der Systemanalyse weiter untersucht. Hier erfolgt auch ein Vergleich zwischen Kapazitätstests zu Beginn und am Ende der Versuchsreihe, um eine mögliche Alterung zu bestimmen.

7 Systemanalyse des Gesamtsystems

7.1 Überblick Gesamtsystem

Übergreifendes Thema dieser Arbeit ist die Entwicklung eines anwendungsorientierten Hybridisierungs- und Regelungskonzeptes für ein DMFC-System. Für das Hybridisierungskonzept wurden die Einzelkomponenten ausgelegt. Im Anschluss an die Auslegung erfolgte die Auswahl und Charakterisierung eines Energiespeichers. Ergebnis von Konzeptfindung und Auslegung ist ein favorisiertes Gesamtsystem, dessen charakteristische Daten in Tabelle 7.1 zusammengefasst sind. Für das System lässt sich der Hybridisierungsgrad nach Gleichung (2.4) zu 84 % berechnen. Dieses Gesamtsystem wird abschließend einer experimentellen sowie modellhaften Systemanalyse unterzogen.

Tabelle 7.1: Überblick Gesamtsystem

DMFC	90 Zellen (320 cm ²) $P_{\max}=1340 \text{ W}$
Energiespeicher	Lithium-Ionen Batterie 25,2 V (7 Zellen in Serie) 45 Ah
DC/DC-Wandler	Tiefsetzsteller
Hybridisierungskonzept	indirekte Kopplung
Regelungskonzept	Kaskadenregelung U_{Bat} als Regelgröße

7.2 Systemanalyse

Für die Messungen am Gesamtsystem wird als Energiespeicher die favorisierte Lithiumbatterie aus Kapitel 6 verwendet. Die vorgestellte Kaskadenregelung ist in der LabVIEW-Software des Teststandleitsystems integriert. Als Testzyklus kommt der zusammengesetzte realistische Fahrzyklus zur Anwendung.

Zuerst wird gezeigt, wie stabil sich die Regelung auch über einen längeren Zeitraum von etwa 200 h verhält. Sollwert für die Regelung ist eine Batteriespannung von 26,2 V. Um die Stabilität der Regelung zu bestimmen, werden nach Kapitel 5.4.1 der Start- und Endwert von Leerlaufspannung und Ladezustand benötigt. Die entsprechenden Werte für diesen Langzeittest sind in Tabelle 7.2 aufgeführt. Der Ladezustand SOC wird sowohl aus der Leerlaufspannung berechnet als auch vom Batteriemanagementsystem ausgelesen. Die gemessene Leerlaufspannung verdeutlicht, dass sich nur eine geringe Abweichung zum eingestellten Sollwert ergibt. Auf die lange Laufzeit von über 200 h bezogen kann diese Regelung als stabil angesehen werden. Der berechnete Ladezustand und der Wert aus dem Batteriemanagementsystem weichen stark voneinander ab. Diese Erkenntnis deckt sich mit Kapitel 5.4.1. Die Regelung auf den Ladezustand anstelle der Batteriespannung würde hier zu einer sehr großen Regelabweichung führen.

Tabelle 7.2: Start- und Endwert Leerlaufspannung und Ladezustand (Langzeittest)

		Start	Ende
Leerlaufspannung		26,11 V	25,99 V
SOC	berechnet	49,5 %	47,7 %
	BMS	49,5 %	99,1 %

Die Langzeitstabilität der Regelung verdeutlicht der Verlauf der Batteriespannung für die ersten 35 h und die letzten 32 h in Abbildung 7.1. Beide sind nahezu deckungsgleich, was aus der Stabilität der Regelung folgt. In den ebenfalls dargestellten Verläufen von Batteriestrom und -leistung ist der hochdynamische Betrieb der Batterie ersichtlich. Im Vergleich dazu sind in Abbildung 7.2 Spannung, Strom und Leistung der nachgebildeten Brennstoffzelle zu sehen. Die Schwankungen haben ihre Ursache in der Charakteristik des Fahrzyklus, der aus Phasen mit kleiner und großer Durchschnittsleistung besteht. Auch hier unterscheiden sich die Verläufe zu Beginn und am Ende des Versuchs kaum voneinander, was die Stabilität der Regelung demonstriert.

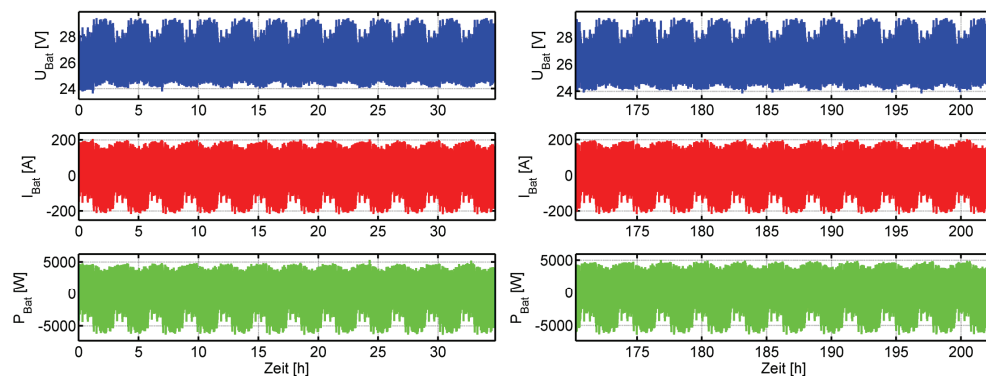


Abbildung 7.1: Spannung, Strom und Leistung der Batterie (Langzeittest)

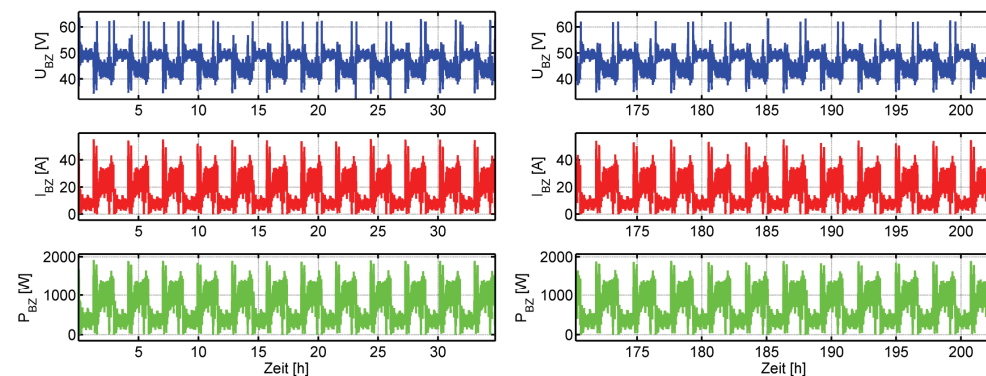


Abbildung 7.2: Spannung, Strom und Leistung der Brennstoffzelle (Langzeittest)

Der zeitliche Verlauf der Batterietemperatur entspricht über die gesamte Versuchsdauer dem Temperaturverlauf der Lithiumbatterie aus Abbildung 6.18. Aufgrund der integrierten

Zweipunktregelung für den Kühlerlüfter schwankt die Temperatur zwischen 30 °C und 35 °C. Die Temperaturanstiegszeit von 30 °C auf 35 °C bei ausgeschaltetem Lüfter und die Abkühlzeit von 35 °C auf 30 °C bei eingeschaltetem Lüfter unterscheiden sich zu Beginn des Versuchs kaum von den jeweiligen Zeiten am Ende des Versuchs. Daraus lässt sich auf ein stabiles thermisches Verhalten des Lithiumbatteriesystems schließen.

Für den Langzeittest errechnen sich 75,4 Nennkapazitätsdurchsätze für die Lithiumbatterie mit einer Nennkapazität von 45 Ah. Nach Kapitel 6.3.3 ist die Alterung von den Nennkapazitätsdurchsätzen abhängig. Die Alterungsuntersuchungen für die Lithiumbatterie, die analog zur Bleibatterie beim ISEA (RWTH Aachen) durchgeführt werden, sind zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen. Daher wird hier der Kapazitätstest zu Beginn der Versuchsreihen aus Kapitel 6.6.1.1 mit einem Kapazitätstest am Ende der Versuchsreihe verglichen. Zwischen beiden Kapazitätstests liegen rund 400 h Versuche im Teststand. Die Entladekurven der Kapazitätstests am Start der Versuchsreihe und am Ende nach 400 h sind in Abbildung 7.3 dargestellt. Zu Beginn konnten 39,3 Ah aus der Batterie entnommen werden. Nach 400 h verbleiben noch 37,5 Ah in der Batterie, was nach Kapitel 2.3.1 einem SOH von 95,4 % entspricht. Das Langzeitalterungsverhalten kann auf diese Weise noch nicht bestimmt werden. Dazu sind weitere Untersuchungen notwendig.

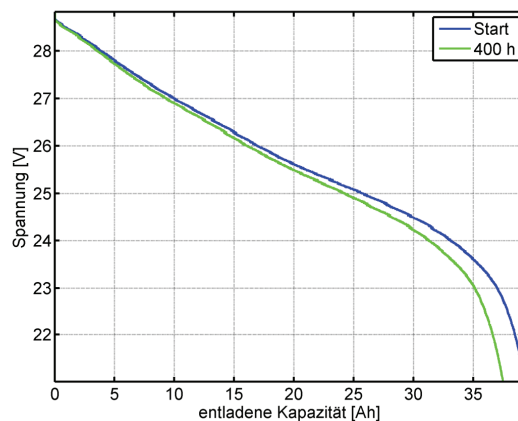


Abbildung 7.3: Kapazitätstest Start und nach 400 h Betriebsdauer (Lithiumbatterie)

Die Brennstoffzellenleistung P_{BZ} bei diesen Messungen zeigt Abbildung 7.2. Da bei diesen Messungen nicht die Peripherieleistung $P_{Peripherie}$ berücksichtigt ist, wird für die folgenden Berechnungen eine neue Brennstoffzellenleistung P_{BZ}^* definiert, die sich unter der Annahme eines konstanten Peripherieverbrauchs von 200 W wie folgt berechnen lässt:

$$P_{BZ}^* = P_{BZ} + 200 \text{ W} \quad (7.1)$$

Ziel ist es, anhand der Messungen den elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrad zu bestimmen. Der Gesamtsystemwirkungsgrad η_{ges} nach Kapitel 5.2.3 kann nicht berechnet werden, da hier keine reale Brennstoffzelle zum Einsatz kommt. Um den elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrad zu bestimmen, eignet sich ein Energieflussdiagramm. Die benötigten Energieflüsse der Einzelkomponenten folgen aus den Messungen. Für das

Diagramm in Abbildung 7.4 sind die einzelnen Energieflüsse auf die zugeführte Brennstoffzellenenergie E_{BZ} bezogen.

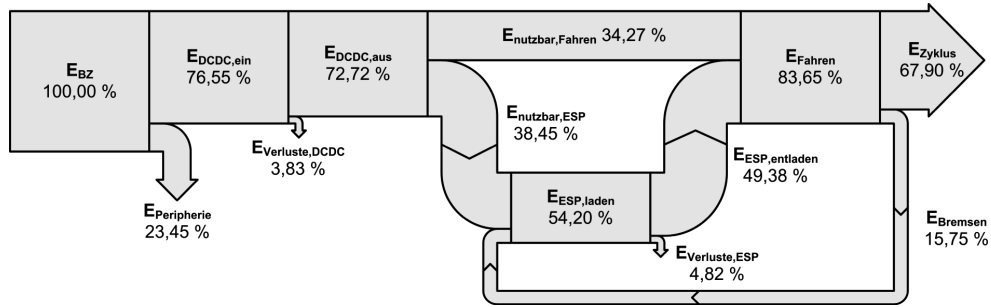


Abbildung 7.4: Energieflussdiagramm (Langzeittest)

Aus diesem Energieflussdiagramm lassen sich verschiedene Wirkungsgrade direkt ablesen oder aus den verschiedenen Anteilen berechnen. Für den elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrad $\eta_{ges,el}$, den DC/DC-Wandler Wirkungsgrad η_{DCDC} , den Peripheriewirkungsgrad η_{Peri} und den Energiespeicherwirkungsgrad η_{ESP} gilt:

$$\eta_{ges,el} = \frac{E_{Fahren}}{E_{BZ}} \quad (7.2)$$

$$\eta_{DCDC} = \frac{E_{DCDC,aus}}{E_{DCDC,ein}} \quad (7.3)$$

$$\eta_{Peri} = 1 - \frac{E_{Peripherie}}{E_{BZ}} = \frac{E_{DCDC,ein}}{E_{BZ}} \quad (7.4)$$

$$\eta_{ESP} = \frac{E_{ESP,entladen}}{E_{ESP,laden}} \quad (7.5)$$

Die berechneten Wirkungsgrade sind in Abbildung 7.5 zusammengefasst. Für einen Energiespeicherwirkungsgrad von etwa 91 %, einen DC/DC-Wandler Wirkungsgrad von 95 % und einen Peripheriewirkungsgrad von etwa 77 % beträgt der elektrische Gesamtsystemwirkungsgrad etwa 84 %.

Von der eingesetzten elektrischen Energiemenge der Brennstoffzelle stehen nur 83,65 % zum Fahren zur Verfügung. Die restlichen 16,35 % treten in Form von Verlusten auf. Die gesamten Verluste $E_{Verluste,gesamt}$, die auch den Peripherieverbrauch enthalten, sind dem Energieflussdiagramm entnommen und in Tabelle 7.3 zusammengestellt. In der gesamten Energiewandlungskette von der Brennstoffzelle bis zum Fahrmotor betragen die Gesamtverluste 32,10 %. Beim Bremsen können 15,75 % der eingesetzten Gesamtenergie wieder zurückgewonnen werden. Die Gesamtverluste müssen daher um diesen Anteil verringert werden. Die effektiven Verluste $E_{Verluste,effektiv}$ betragen 16,35 %. Von der nutzbaren

Energie, die der Brennstoffzellenenergie abzüglich den Energieverlusten durch Peripherie und DC/DC-Wandler entspricht, fließt die eine Hälfte $E_{\text{nutzbar,Fahren}}$ direkt zum Fahrmotor und die andere Hälfte $E_{\text{nutzbar,ESP}}$ in den Energiespeicher. Die aus dem Energiespeicher beim Entladen entnommene Energiemenge $E_{\text{ESP,entladen}}$ hat etwa 60 % Anteil an der gesamten benötigten Fahrenergie E_{Fahren} .

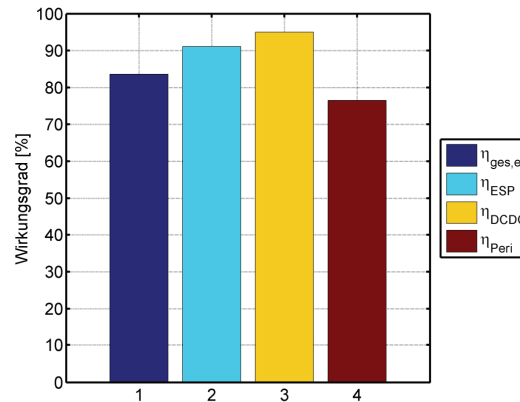


Abbildung 7.5: Wirkungsgrade (Langzeittest)

Tabelle 7.3: Energieverluste (Langzeittest)

E_{Peripherie}	23,45 %
+ E_{Verluste,DCDC}	3,83 %
+ E_{Verluste,ESP}	4,82 %
E_{Verluste,gesamt}	32,10 %
- E_{Bremsen}	15,75 %
E_{Verluste,effektiv}	16,35 %

Mit dem erstellten Energieflussdiagramm wurde gezeigt, dass die zurückgespeiste Bremsenergie einen großen Einfluss auf die effektiven Gesamtverluste und somit auch auf den elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrad hat. Wie groß dieser Einfluss tatsächlich ist, zeigen die folgenden Simulationen. Für diese Untersuchung wird das Gesamtsystemmodell aus den Einzelmodellen aus Kapitel 4.3 aufgebaut. Zwecks Vergleichbarkeit kommt das Batteriemodell der Lithiumbatterie zur Anwendung. Als Fahrzyklus dient analog zu den Messungen der zusammengesetzte realistische Fahrzyklus. Die Zellenzahl der DMFC ist im Modell auf 90 gesetzt. Der Peripheriewirkungsgrad beträgt analog zu den Messungen etwa 77 %. Folgende Simulationen werden durchgeführt:

- Gesamtsystemsimulation mit Bremsenergierückgewinnung
- Gesamtsystemsimulation ohne Bremsenergierückgewinnung

Für den Fall ohne Bremsenergierückgewinnung entfällt die im Energieflussdiagramm in Abbildung 7.4 eingezeichnete Bremsenergierückführung zur Batterie. Um den Gesamtsystemwirkungsgrad nach Gleichung (5.12) zu ermitteln, wird mit dem Wirkungsgradkennfeld aus Abbildung 4.12 die zugeführte Methanoleistung aus der

Brennstoffzellenleistung berechnet. Die simulierten Werte für den Gesamtsystemwirkungsgrad η_{ges} , den elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrad $\eta_{ges,el}$ und den Brennstoffzellenwirkungsgrad η_{BZ} zeigt für beide Fälle Abbildung 7.6. Ohne Bremsenergie-rückgewinnung verringert sich der Gesamtsystemwirkungsgrad um 1,7 %-Punkte und der elektrische Gesamtsystemwirkungsgrad um 16,1 %-Punkte. Diese Simulationsergebnisse zeigen deutlich den Einfluss der Bremsenergie-rückgewinnung. Da beide Simulationen mit dem gleichen Fahrzyklus durchgeführt werden, muss für den Fall ohne Bremsenergie-rückgewinnung der fehlende Anteil der Bremsenergie durch die Brennstoffzelle zur Verfügung gestellt werden. Dadurch erhöht sich die Durchschnittsleistung der Brennstoffzelle. Die Durchschnittsleistung ist hier etwa 23 % größer. Eine höhere Brennstoffzellenleistung hat nach dem Wirkungsgradkennfeld aus Abbildung 4.12 einen um 1,7 %-Punkte erhöhten Wirkungsgrad zur Folge.

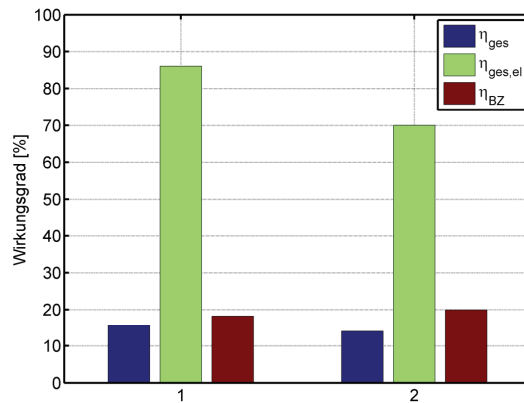


Abbildung 7.6: Einfluss Bremsenergie-rückspeisung (1: mit, 2: ohne) (Simulation)

Die Messungen und die Simulationen zeigen, dass im betrachteten DMFC-Hybridsystem ein elektrischer Gesamtsystemwirkungsgrad größer als 84 % möglich ist. Um einen Gesamtsystemwirkungsgrad von 30 % zu erreichen, muss die Brennstoffzelle so optimiert werden, dass der Brennstoffzellenwirkungsgrad größer als 35 % ist. Diese Wirkungsgraderhöhung gegenüber dem Wert von etwa 20 % aus der Simulation ist möglich, wenn der Brennstoffnutzungsgrad erhöht und die Brennstoffzelle bei höheren Spannungen betrieben wird. Für einen Brennstoffnutzungsgrad von 90 % muss nach Gleichung (2.15) die Brennstoffzellenspannung etwa 500 mV betragen, um den geforderten Brennstoffzellenwirkungsgrad zu erreichen.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der systemtechnischen Entwicklung und Charakterisierung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems. Schwerpunkt ist die systematische Ableitung von Konzepten für Hybridisierung und Regelung von Brennstoffzelle und Gesamtsystem. Nach zunächst allgemeingültigen Betrachtungen werden die Ergebnisse jeweils exemplarisch für die Anwendung in einem hochdynamisch betriebenen Horizontalkommissionierer erläutert.

Im Grundlagenteil wird zunächst die Hybridisierung im Allgemeinen und anschließend für einen Brennstoffzellenhybrid im Speziellen erläutert. Anschließend erfolgt ein Überblick über die Komponenten und Verfahren, die für die anschließenden Betrachtungen von Bedeutung sind. Neben der Brennstoffzelle sind dies verschiedene Energiespeichertypen mit entsprechenden Managementsystemen, Leistungselektronik sowie Kopplungsverfahren der Hybridsystemkomponenten und Prozeduren zur Regelung eines Systems.

Ziel der Charakterisierung ist es, die wichtigsten Eigenschaften der betrachteten Anwendung herauszuarbeiten. Das wichtigste Ergebnis hierbei ist der charakteristische Fahrzyklus, der aus einer immer wiederkehrenden Abfolge eines Anfahr- und Bremsvorgangs gefolgt von einer Stillstandsphase besteht. Die Durchschnittsleistung des charakteristischen Fahrzyklus beträgt 800 W, wobei der Leistungsbedarf beim Anfahren etwa 9-mal so hoch ist. Beim generatorischen Bremsen wird eine Leistung, die maximal dem 7-fachen der Durchschnittsleistung entspricht, in den Energiespeicher zurückgespeist. Da trotz der hohen Peakleistungen die Durchschnittsleistung nur 800 W beträgt, fällt der Anteil der Stillstandszeit an der gesamten Fahrzeit mit bis zu 70 % sehr hoch aus. Diese Erkenntnisse folgen sowohl aus Langzeitmessungen als auch aus der Analyse des Standard-VDI-Zyklus.

Um bei der Konzeptentwicklung für Hybridisierung und Regelung einzelne Varianten bewerten und miteinander vergleichen zu können, werden die Systemanalyseinstrumente Teststand und Modellierung verwendet. Beide zeichnen sich durch einen modularen Aufbau aus. Mit dem Teststand ist es möglich, durch eine variable Kopplung der Hybridsystemkomponenten Brennstoffzelle, Energiespeicher und DC/DC-Wandler mit einem nachgebildeten Fahrprofil das elektrische Verhalten verschiedener Gesamtsysteme nachzubilden. Bei der Modellierung werden stationäre und dynamische Modelle der Einzelkomponenten vorgestellt, die sich zu einem Gesamtsystemmodell kombinieren lassen. Mithilfe einer Simulation kann das nachgebildete Gesamtsystem analysiert werden. Die hergeleiteten Submodelle der Einzelkomponenten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Submodell der DMFC:

Grundlage für das stationäre und dynamische Modell der DMFC sind Stromsprungmessungen. Aus den stationären Spannungsmesswerten am Ende des jeweiligen Stromsprungs lassen sich U-I-Kennlinien erzeugen, die mithilfe einer mathematischen Funktion approximiert werden können. Aus der mathematischen Beschreibung der U-I-Kennlinie folgen die Komponenten für ein stationäres Ersatzschaltbild. Um den Spannungsunterschwinger zu Beginn eines Stromsprungs zu beschreiben, wird das stationäre Modell um eine Übertragungsfunktion erweitert.

Für dieses dynamische Modell kann analog zum stationären Modell ein Ersatzschaltbild angegeben werden.

- Submodell des DC/DC-Wandlers:
Die Modellbildung des DC/DC-Wandlers erfolgt sowohl experimentell als auch theoretisch. Für das stationäre Modell wird der DC/DC-Wandler vermessen. Die daraus erzeugte Wirkungsgradkennfeldschar beschreibt den Wirkungsgrad in Abhängigkeit von Eingangsspannung und -leistung sowie vom Verhältnis von Ausgangs- und Eingangsspannung. Ausgangspunkt für das dynamische Modell ist das Ersatzschaltbild des DC/DC-Wandlers. Die beiden Schaltzustände eines DC/DC-Wandlers lassen sich jeweils mathematisch mit einer Zustandsraumdarstellung beschreiben. Aus den Zustandsraumdarstellungen wird mit dem vorgestellten Verfahren der gemittelten Zustandsraumdarstellung (engl.: State-Space-Averaging) die Übertragungsfunktion für das dynamische Modell berechnet.
- Submodell des Energiespeichers:
Das stationäre Modell für einen Energiespeicher wird am Beispiel einer Bleibatterie hergeleitet. Aus dem Vergleich verschiedener möglicher Modelle geht das stationäre Ersatzschaltbild einer Bleibatterie, bestehend aus Spannungsquelle mit Lade- und Entladewiderstand, als bestes Modell hervor. Die einzelnen Modellparameter sind dabei abhängig vom Ladezustand, der sich mithilfe der Peukert-Kapazität berechnen lässt. Statt der Herleitung von dynamischen Modellen für Energiespeicher kann in dieser Arbeit auf impedanzbasierte Modelle vom ISEA (RWTH Aachen) zurückgegriffen werden.
- Submodell des Fahrprofils:
Der ermittelte zeitabhängige Leistungsverlauf des Fahrprofils bildet die Grundlage für die Realisierung in der Simulationssoftware MATLAB/Simulink.

Zur Entwicklung von geeigneten Hybridisierungskonzepten werden die Systemkomponenten modular verschaltet. Dadurch lassen sich theoretisch beliebig viele Schaltungsvarianten bilden. Die Beachtung der technischen Randbedingungen Komponentenlimitierung und Komponentenanzahl führt zu einer ersten Reduktion auf 18 mögliche Hybridisierungskonzepte. Diese Schaltungen können systematisch dargestellt werden. Ausgehend von einem reinen Brennstoffzellenfahrzeug sind in einer ersten Stufe vier Grundtypen möglich, die einer direkten bzw. indirekten Kopplung einer Brennstoffzelle mit einem Energiespeicher und maximal zwei DC/DC-Wandlern entsprechen. Hybridsysteme der zweiten Stufe folgen aus den vier Grundtypen durch wiederholte Kopplung mit den Erweiterungselementen der ersten Stufe. Für die vier Grundtypen werden allgemeine Gleichungen für die benötigte Brennstoffzellenleistung hergeleitet und daraus der Gesamtsystemwirkungsgrad berechnet. Bezogen auf die betrachtete Anwendung führen diese Kriterien zu vier favorisierten Schaltungskonzepten. Die Favoriten sind die direkte Kopplung einer Brennstoffzelle mit maximal zwei Energiespeichern und die indirekte Kopplung mit einem DC/DC-Wandler zwischen einer Brennstoffzelle und maximal zwei Energiespeichern.

In der Konzeptentwicklung zur Regelung wird ein Basisregelungskonzept in Form einer Kaskadenregelung entwickelt. Der erste Regler regelt auf eine Zustandsgröße des Energiespeichers. Mögliche Regelgrößen sind hier die Spannung und der Ladezustand des

Energiespeichers sowie die Durchschnittsleistung des Fahrzyklus. Als Stellgröße erzeugt der erste Regler einen Sollwert für die Spannung der Brennstoffzelle. Der zweite Regler gibt daraus als Stellgröße einen Sollwert für den Ausgangsstrom an den DC/DC-Wandler weiter. Beide Regler lassen sich bezüglich ihrer Topologie variieren. Als Variationsmöglichkeiten kommen hier ein PID-Regler oder ein Zweipunktregler infrage. Zusätzlich zum Kaskadenregler ist im Basisregelungskonzept eine Kennfeldregelung implementiert, die die Aufgabe hat, eine Alterung der Brennstoffzelle zu erkennen und dieser durch eine Anpassung der Betriebsparameter entgegenzuwirken. Zusätzlich dazu ist ein Verfahren realisiert, das auf eine verringerte Alterung abzielt. Dazu wird eine Begrenzungskennlinie verwendet, die die Leistung der Brennstoffzelle in Abhängigkeit der aktuellen Temperatur beschränkt.

Der anschließende Vergleich der favorisierten Hybridisierungs- und Regelungskonzepte mit den vorgestellten Systemanalyseinstrumenten führt zu folgenden Ergebnissen:

- Vergleich der Regelgrößen:
Beim Vergleich der Regelgrößen wird deutlich, dass nur die Regelung auf die Spannung des Energiespeichers stabil ist. Sowohl die Regelung auf den Ladezustand als auch auf die Durchschnittsleistung führen zu einer großen Regelabweichung. Bei der Regelung auf den Ladezustand kommt es zu einer Abweichung zwischen tatsächlichem Ladezustand und dem Ladezustand aus dem Batteriemanagementsystem. Wird auf die Durchschnittsleistung geregelt, besteht die Schwierigkeit, den richtigen Sollwert zu finden. Dieser muss neben der Durchschnittsleistung auch die Verluste des Energiespeichers berücksichtigen.
- Vergleich der Reglertopologien:
Nachteilig bei der Zweipunktregelung ist, dass die Brennstoffzelle in zwei Arbeitspunkten betrieben wird. Je nach Wahl der Reglerparameter entspricht der erste Arbeitspunkt entweder dem Leerlauf oder einem Teillastpunkt. Dauert die Leerlaufphase zu lange, kann die Brennstoffzelle unter Umständen abkühlen. Beim Teillastpunkt ist der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle im Gegensatz zum zweiten Arbeitspunkt mit Maximalleistung geringer. Im Gegensatz dazu arbeitet die Brennstoffzelle bei der PID-Regelung nur in einem Arbeitspunkt. Die hierfür benötigte maximale Leistung ist geringer als bei der Zweipunktregelung. Bei der PID-Regelung wird die Brennstoffzelle bei optimaler Wahl der Reglerparameter wesentlich stationärer betrieben als bei der Zweipunktregelung.
- Vergleich direkte und indirekte Kopplung:
Messungen am Teststand zeigen, dass die dynamische Belastung der Brennstoffzelle bei der indirekten Kopplung wesentlich geringer ist als bei der direkten Kopplung. Dies lässt sich durch die zwei Kennzahlen maximale Schwankungsbreite des Stromes und maximale Stromänderungsgeschwindigkeit ausdrücken. Bei der indirekten Kopplung können Werte von $\pm 15\%$ für die maximale Schwankungsbreite und $2,3 \text{ A/s}$ für die maximale Stromänderungsgeschwindigkeit ermittelt werden. Diese Kennzahlen sind bei der direkten Kopplung 2-mal bzw. 2,5-mal größer.
- Einfluss DC/DC-Wandler:
Eine Simulation zeigt, dass die Stromwelligkeit am Eingang des DC/DC-Wandlers von der Brennstoffzelle in eine Spannungswelligkeit umgewandelt wird. Amplitude und Breite dieser Welligkeit werden mit zunehmender Schaltfrequenz kleiner. Außerdem folgt aus der Simulation eine Verschiebung des dynamischen

Arbeitspunktes gegenüber der stationären U-I-Kennlinie. Aus diesem Grund führt der gleiche mittlere Strom im dynamischen Betrieb zu einer kleineren Spannung. Die Folge davon ist ein Leistungsverlust gegenüber dem stationären Betrieb.

Für das favorisierte Konzept werden die einzelnen Komponenten angepasst an den charakteristischen Fahrzyklus ausgelegt. Die minimal benötigte Brennstoffzellenleistung ist zum einen von den Fahrzyklusparametern, wie z. B. Energiemenge und Dauer der Phasen Anfahren, Bremsen und Stillstand abhängig. Zum anderen besteht ein funktionaler Zusammenhang mit dem Energiespeicherwirkungsgrad, dem Wirkungsgrad des DC/DC-Wandlers und dem Peripheriewirkungsgrad. Für den worst-case $\eta_{ESP}=80\%$, $\eta_{DCDC}=90\%$ und $\eta_{Peri}=82\%$ ergibt sich für die benötigte Brennstoffzellenleistung ein Wert von etwa 1240 W. Um den Energiespeicher auszulegen, ist sowohl die benötigte Kapazität als auch die maximale Leistung von Bedeutung. Die minimal benötigte nutzbare Kapazität ist abhängig von den folgenden Betriebszuständen:

- Konstantfahrt: Das Gesamtsystem wird abweichend vom charakteristischen Fahrzyklus über die Dauer $t_{Konstant}$ betrieben.
- Aufheizen DMFC: Das Gesamtsystem muss in der Aufheizzeit $t_{Aufheizen}$ komplett einsatzbereit sein.
- Defekt DMFC: Im Falle eines Defektes der DMFC muss es möglich sein das Fahrzeug im Zeitraum t_{Defekt} aus dem Gefahrenbereich zu bringen.

Die Dauer der Konstantfahrt hat hier den größten Einfluss. Für $t_{Konstant}=10\text{ min}$, $t_{Aufheizen}=20\text{ min}$ und $t_{Defekt}=1,5\text{ min}$ kann eine minimal benötigte nutzbare Kapazität von etwa 660 Wh berechnet werden. Die maximale Leistung des Energiespeichers muss im Hinblick auf Konstant- und Peakbelastung unterschieden werden. Hier folgt für die maximale Peakbelastung ein Wert von etwa 7,1 kW beim Entladen bzw. 6,3 kW beim Laden. Die Konstantbelastung ist mit etwa 2,6 kW beim Entladen bzw. 0,9 kW beim Laden wesentlich geringer. Der DC/DC-Wandler kann als Tiefsetzsteller ausgeführt werden.

Der Energiespeicher darf in der betrachteten Anwendung einen Bauraum von maximal 20 l einnehmen und nur etwa 50 % der Energiespeicherkapazität sind tatsächlich nutzbar. Daraus resultieren für den gesuchten Energiespeicher eine minimale Energiedichte von 66 Wh/l und eine minimale Leistungsdichte von 355 W/l. Da Superkondensatoren eine zu geringe Energiedichte haben, können sie für diese Anwendung nicht eingesetzt werden. Zur Auswahl eines geeigneten Energiespeichers werden eine Bleibatterie und zwei Lithiumbatterien anhand eines speziellen Versuchsprogramms im Teststand miteinander verglichen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind folgende:

- Alle Batterien müssen in einem Teilladezustand betrieben werden, um zu jeder Zeit die Bremsenergie aufnehmen zu können.
- Für diese Art der Anwendung ist eine Kühlung der Batterie absolut notwendig.
- Die entnehmbare Kapazität ist bei der Bleibatterie sehr stark vom mittleren Entladestrom abhängig. Diese Abhängigkeit tritt bei den untersuchten Lithiumbatterien nicht auf.
- Die Bleibatterie zeigt eine schnelle Alterung beim Betrieb in einem Teilladezustand.

- Bei der verwendeten Lithiumbatterie sich nach allen Untersuchungen im Teststand (Gesamtdauer über 400 h) noch 95,4 % der Anfangskapazität entnehmbar.

Eine abschließende Systemanalyse charakterisiert das favorisierte Gesamtsystem (indirekte Kopplung, Kaskadenregelung, Lithiumbatterie) im Teststand in einem Langzeittest. Die Kaskadenregelung mit der Batteriespannung als Sollwert läuft auch über einen Zeitraum von 200 h stabil. Vom tatsächlichen Ladezustand am Versuchsende weicht der Wert aus dem Batteriemanagementsystem um 50 %-Punkte ab. Aus einem Energieflussdiagramm können verschiedene Wirkungsgrade abgeleitet werden. Für einen Energiespeicherwirkungsgrad von 91 %, einen DC/DC-Wandler-Wirkungsgrad von 95 % und einen Peripheriewirkungsgrad von 77 % errechnet sich ein elektrischer Gesamtsystemwirkungsgrad von 84 %. Mithilfe einer Simulation wird der Einfluss der Bremsenergieerückspeisung sowohl auf den elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrad als auch auf den Gesamtsystemwirkungsgrad, der die Verluste der Brennstoffzelle berücksichtigt, bestimmt. Die Bremsenergieerückspeisung hat auf den elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrad einen Einfluss von 16,1 %-Punkten und auf den Gesamtsystemwirkungsgrad einen Einfluss von 1,7 %-Punkten.

Diese Arbeit zeigt, dass die Bleitraktionsbatterie durch ein DMFC-Hybridsystem ersetzt werden kann. Ausgehend von den Ergebnissen dieser Arbeit müssen in weiteren zukünftigen Arbeiten folgende Punkte untersucht werden:

- Der in Simulationen nachgewiesene Einfluss des DC/DC-Wandlers auf die Brennstoffzelle muss mithilfe von Messungen verifiziert werden.
- Bis jetzt wurde nur das Alterungsverhalten einer Bleibatterie bei Betrieb in einem Teilladezustand analysiert. Entsprechende Untersuchungen müssen ebenfalls mit Lithiumbatterien durchgeführt werden.
- Nach dem Aufbau des Gesamtsystems muss dessen Langzeitstabilität nachgewiesen werden. Damit lässt sich auch eine Aussage zur Alterung der DMFC und des Energiespeichers unter diesen Einsatzbedingungen treffen.
- Durch eine Analyse von weiteren Langzeitmessungen kann die Auslegung der DMFC und des Energiespeichers optimiert werden. Dies geht vor allem beim Energiespeicher einher mit der Analyse von Konstantfahrten, die einen großen Einfluss auf die benötigte Kapazität haben.
- Messungen zeigten, dass ein elektrischer Gesamtsystemwirkungsgrad von 84 % möglich ist. Dieser lässt sich durch eine Optimierung des DC/DC-Wandlers, des Peripherieverbrauchs und des Energiespeichers noch weiter erhöhen. Viel wichtiger ist die Wirkungsgradoptimierung der Brennstoffzelle. Um einen Gesamtsystemwirkungsgrad von 30 % zu erreichen, muss die Brennstoffzelle einen Wirkungsgrad von mindestens 35 % erreichen.

9 Anhang

9.1 Berechnungen zur Auswertung der Langzeitmessungen

Für das Werkzeug zur Auswertung der Langzeitmessungen aus Kapitel 3.4.3 werden folgende Berechnungen in Simulink durchgeführt:

- Leistung:

$$P = U \cdot I \quad (9.1)$$

- Wh-Bilanz:

a) gesamt:

$$E_{Wh} = \frac{1}{3600} \cdot \int P \, dt \quad (9.2)$$

b) entladen:

$$E_{Wh,entladen} = \frac{1}{3600} \cdot \int P \{P \geq 0\} \, dt \quad (9.3)$$

c) laden:

$$E_{Wh,laden} = \frac{1}{3600} \cdot \int P \{P < 0\} \, dt \quad (9.4)$$

- Ah-Bilanz:

a) gesamt:

$$E_{Ah} = \frac{1}{3600} \cdot \int I \, dt \quad (9.5)$$

b) entladen:

$$E_{Ah,entladen} = \frac{1}{3600} \cdot \int I \{I \geq 0\} \, dt \quad (9.6)$$

c) laden:

$$E_{Ah,laden} = \frac{1}{3600} \cdot \int I \{I < 0\} \, dt \quad (9.7)$$

- Durchschnittsleistung:

$$P_{\text{Durchschnitt}} = \frac{\int P \, dt}{t_{\text{gesamt}}} \quad (9.8)$$

- Durchschnittsstrom:

$$I_{\text{Durchschnitt}} = \frac{\int I \, dt}{t_{\text{gesamt}}} \quad (9.9)$$

- Durchschnittsentladestrom:

a) bezogen auf die gesamte Fahrzeit:

$$I_{\text{Durchschnitt,entladen,gesamt}} = \frac{\int I \{I \geq 0\} dt}{t_{\text{gesamt}}} \quad (9.10)$$

b) bezogen auf die Entladezeit:

$$I_{\text{Durchschnitt,entladen}} = \frac{\int I \{I \geq 0\} dt}{t_{\text{entladen}}} \quad (9.11)$$

mit

$$t_{\text{entladen}} = \int t \{I \geq 0\} dt \quad (9.12)$$

- Durchschnittsladestrom:

a) bezogen auf die gesamte Fahrzeit:

$$I_{\text{Durchschnitt,laden,gesamt}} = \frac{\int I \{I < 0\} dt}{t_{\text{gesamt}}} \quad (9.13)$$

b) bezogen auf die Ladezeit:

$$I_{\text{Durchschnitt,laden}} = \frac{\int I \{I < 0\} dt}{t_{\text{laden}}} \quad (9.14)$$

mit

$$t_{\text{laden}} = \int t \{I < 0\} dt \quad (9.15)$$

- Gesamte Fahrzeit:¹⁶

$$t_{\text{Fahren}} = \int t \{I \geq 3\} dt \quad (9.16)$$

- Gesamte Bremszeit:¹⁶

$$t_{\text{Bremsen}} = \int t \{I < 0\} dt \quad (9.17)$$

- Gesamte Stillstandzeit:¹⁶

$$t_{\text{Stillstand}} = \int t \{0 \leq I < 3\} dt \quad (9.18)$$

Zusätzlich zu den Berechnungen in Simulink werden Berechnungen in Matlab implementiert, die im Folgenden kurz vorgestellt werden:

- Gleitender Mittelwert (Moving Average):

Die oben berechneten Werte Durchschnittsleistung und Durchschnittsstrom stellen einen fortlaufenden Durchschnitt dar. Im Gegensatz dazu wird hier der gleitende Mittelwert über n zurückliegende Werte berechnet. Diese Berechnung wird sowohl für

¹⁶ Ströme zwischen 0 A und 3 A werden dem Stillstand zugeordnet, da das Fahrzeug im Stillstand einen Eigenverbrauch von etwa 3 A hat.

den Strom als auch für die Leistung durchgeführt. Nachfolgend ist nur Allgemein die Umsetzung in Matlab angegeben.

Nach [332] und [333] wird der gleitende Mittelwert *MA* (engl.: Moving Average) des Vektors x am Index k über die letzten n Werte wie folgt berechnet:

$$MA(k) = \frac{1}{n} \cdot [x(k) + x(k-1) + \dots + x(k-n)] \quad (9.19)$$

Zur Realisierung in Matlab wird dazu auf einen digitalen FIR-Filter zurückgegriffen. Dabei handelt es sich um einen Filter mit endlicher Impulsantwort [334]. Die Übertragungsfunktion dieses Filters ergibt sich nach [335, S. 213] zu:

$$H(z^{-1}) = \frac{y(z^{-1})}{x(z^{-1})} = \frac{b_1 + b_2 \cdot z^{-1} + \dots + b_{n+1} \cdot z^{-n}}{a_1 + a_2 \cdot z^{-1} + \dots + a_{m+1} \cdot z^{-m}} \quad (9.20)$$

Nach Transformation in den diskreten Zeitbereich folgt daraus:

$$a_1 \cdot y(k) = b_1 \cdot x(k) + b_2 \cdot x(k-1) + \dots + b_{n+1} \cdot x(k-n) - a_2 \cdot y(k-1) - \dots - a_{m+1} \cdot y(k-m) \quad (9.21)$$

Durch Vergleich von Gleichung (9.19) und Gleichung (9.21) muss Folgendes gelten, um mithilfe des FIR-Filters den gleitenden Durchschnitt $MA(k)=y(k)$ berechnen zu können:

$$\begin{aligned} a_1 &= n \\ a_2 &= a_3 = \dots = a_{m+1} = 0 \\ b_1 &= b_2 = \dots = b_{n+1} = 1 \end{aligned} \quad (9.22)$$

Mithilfe des Matlabbefehls *filter(B,A,x)* kann ein FIR-Filter auf den Datenvektor x angewendet werden. A und B bezeichnen hier Vektoren, in denen die Koeffizienten a_m und b_n definiert sind. Nach Gleichung (9.22) muss der Befehl $y=filter(ones(n,1),n,x)$ aufgerufen werden, um den gleitenden Mittelwert y des Vektors x über die letzten n Werte zu berechnen. In diesem Fall wird der gleitende Mittelwert nicht über eine bestimmte Anzahl von Punkten sondern über einen festen Zeitabschnitt Δt [s] gebildet. Da die Messwerte mit einer festen Abtastrate d [ms] vorliegen, lässt sich n wie folgt berechnen:

$$n = \frac{\Delta t[s] \cdot 1000}{d[ms]} \quad (9.23)$$

- Histogramm für Strom und Leistung:

Mit dem Matlabbefehl *hist(x,k)* lässt sich eine Häufigkeitsverteilung des Vektors x mit k Bereichen berechnen. Dies wird hier sowohl für den Strom als auch für die Leistung durchgeführt. Das Ergebnis der Berechnung lässt sich graphisch in Form eines Histogramms darstellen. Die Anzahl k der Bereiche lässt sich in Abhängigkeit der Werte n des Vektors x mithilfe der Sturges-Regel [336] wie folgt berechnen:

$$k = 1 + 3,3 \cdot \log_{10} n \quad (9.24)$$

9.2 Simulinkmodelle

In den folgenden Abbildungen ist der Aufbau in Simulink für die stationären und dynamischen Modelle für DMFC, DC/DC-Wandler, Energiespeicher und Fahrzyklus aus Kapitel 4.3 dargestellt.

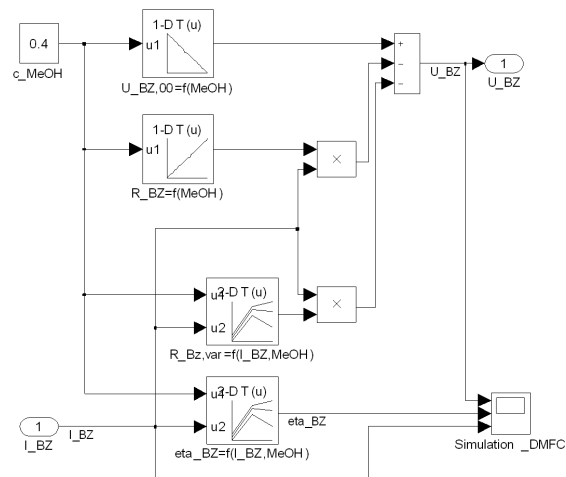


Abbildung 9.1: Aufbau stationäres Modell einer DMFC in Simulink

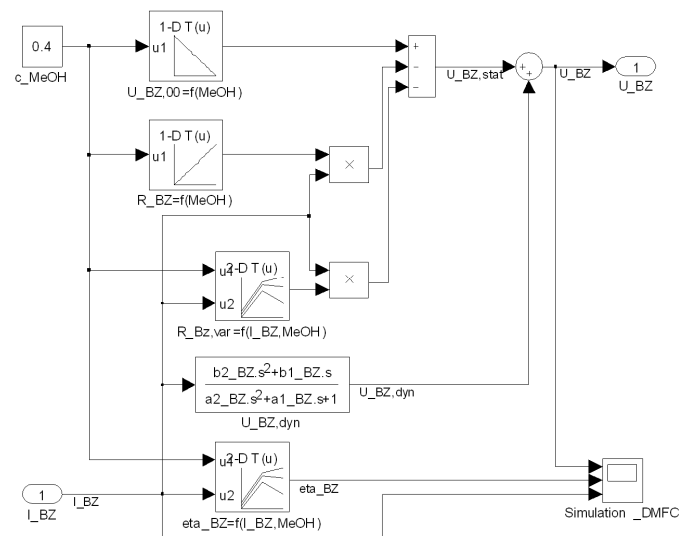


Abbildung 9.2: Aufbau dynamisches Modell einer DMFC in Simulink

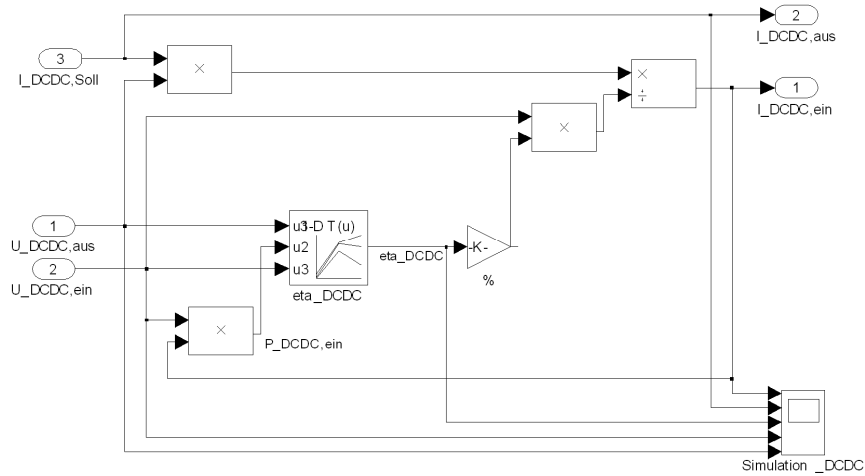


Abbildung 9.3: Aufbau stationäres Modell eines DC/DC-Wandlers in Simulink

Abbildung 9.4 zeigt das Mittelwert- (a) und das PWM-Modell (b) eines DC/DC-Wandlers. Die unterschiedliche Realisierung des Schalters ist hier durch einen roten Kasten hervorgehoben.

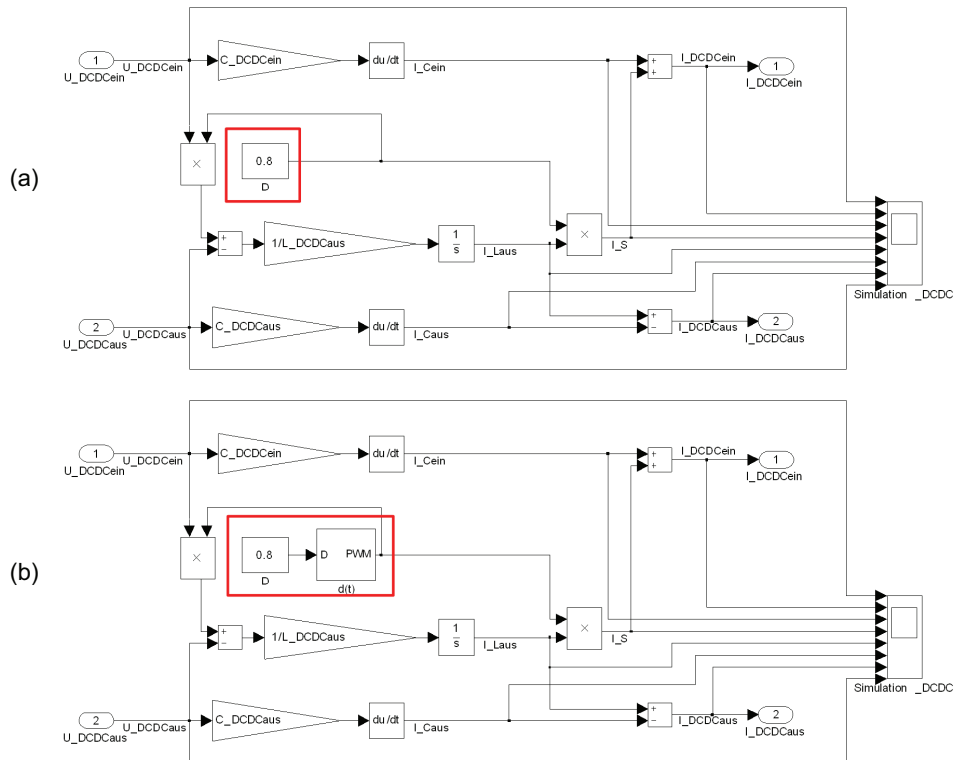


Abbildung 9.4: Mittelwert- (a) und PWM-Modell (b) eines DC/DC-Wandlers in Simulink

In Abbildung 9.5 ist das stationäre Modell einer Batterie dargestellt. Das Modell mit Wechselstromwiderstand ist in Abbildung 9.5 (a) und das Modell mit Entlade- und Ladewiderstand ist in Abbildung 9.5 (b) zu sehen.

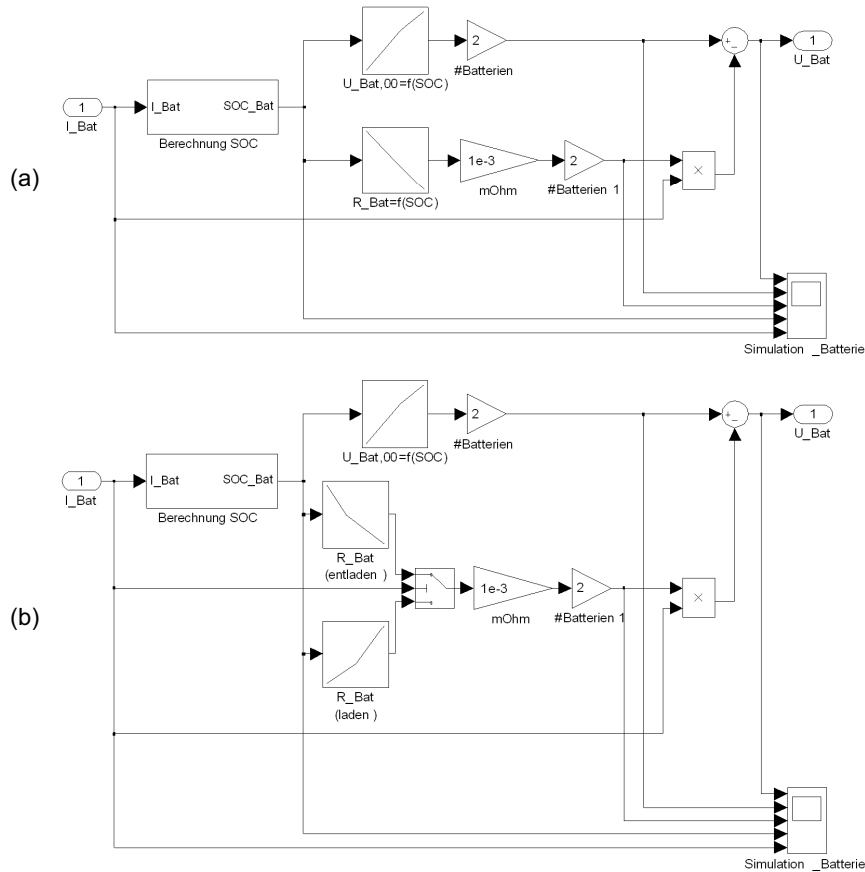


Abbildung 9.5: Aufbau stationäres Modell einer Batterie in Simulink

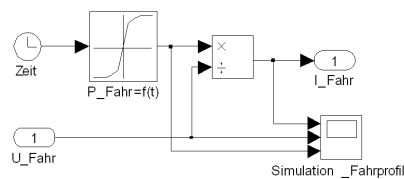


Abbildung 9.6: Aufbau des Fahrprofilmodells in Simulink

9.3 Schaltungsvarianten Brennstoffzellenhybride

In den folgenden Abbildungen sind die in Kapitel 5.2.2 hergeleiteten möglichen Schaltungsvarianten für Brennstoffzellenhybride dargestellt. Die Bezeichnung der einzelnen Gruppen bezieht sich auf die Matrix der Schaltungsvarianten in Abbildung 5.3.

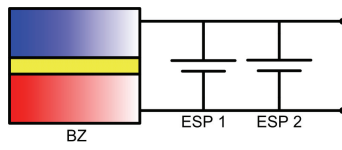


Abbildung 9.7: Schaltungsvariante BZ-Hybrid Gruppe 2.0

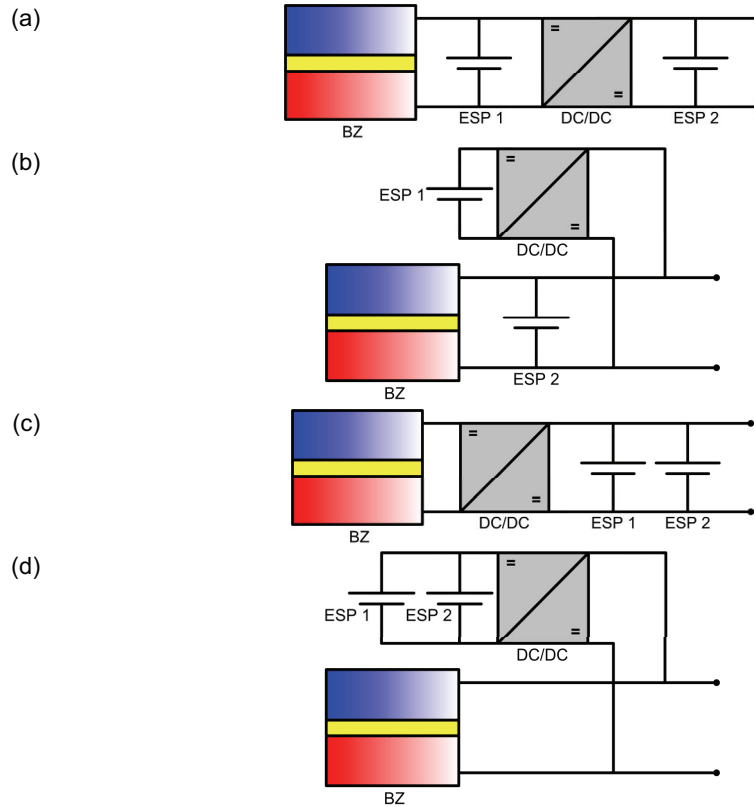
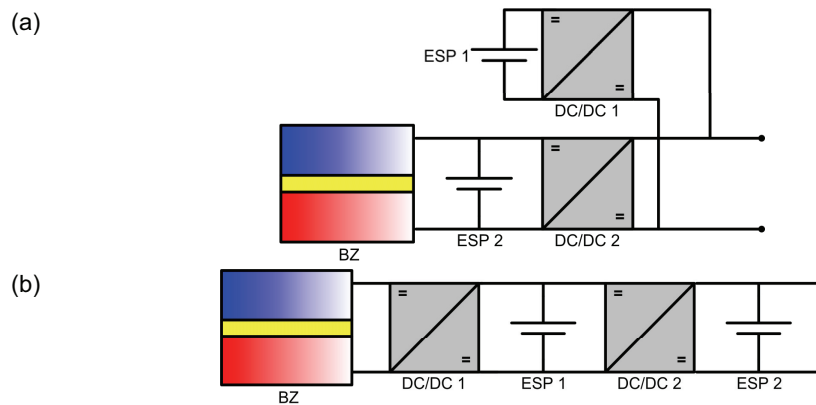


Abbildung 9.8: Schaltungsvarianten BZ-Hybrid Gruppe 2.1



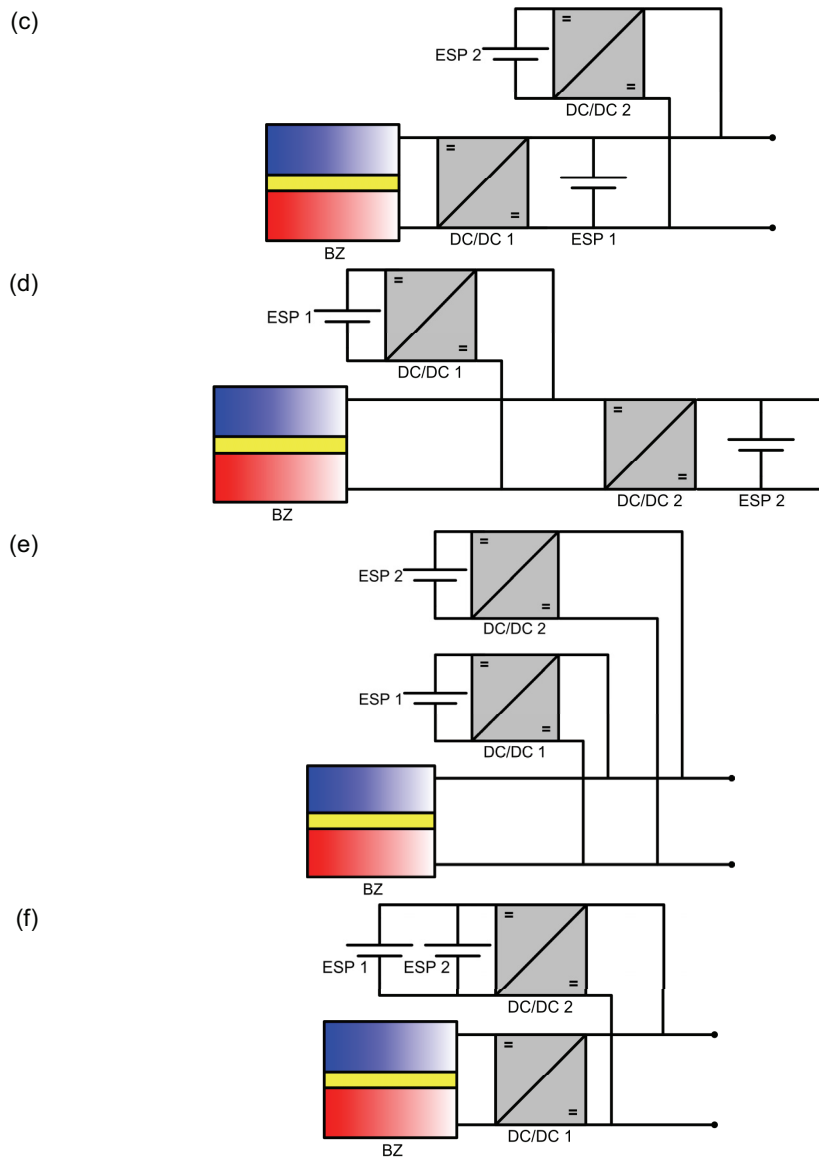
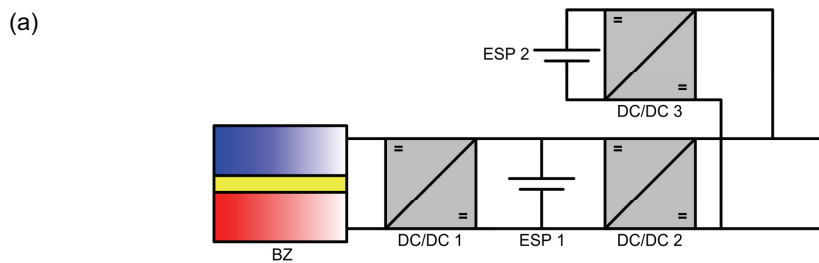


Abbildung 9.9: Schaltungsvarianten BZ-Hybrid Gruppe 2.2



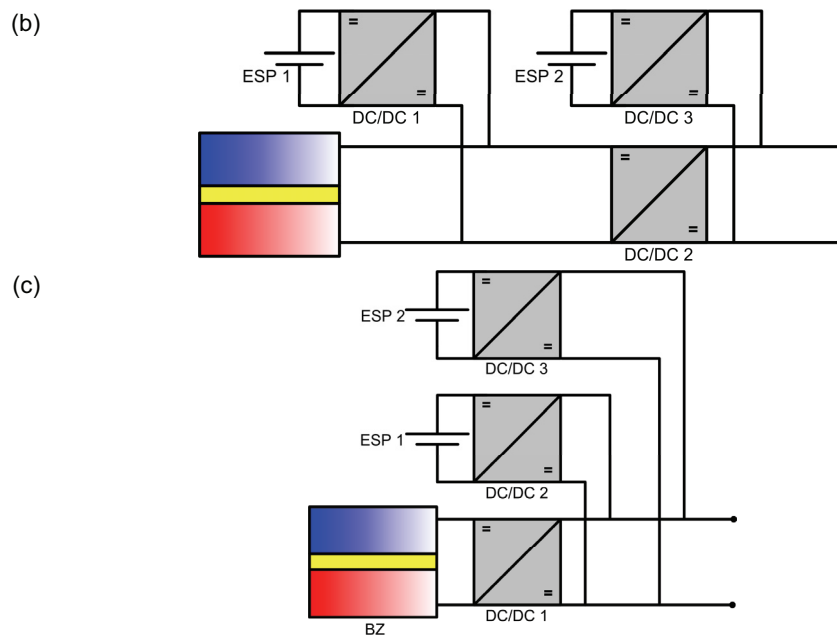


Abbildung 9.10: Schaltungsvarianten BZ-Hybrid Gruppe 2.3

9.4 Verzeichnisse

9.4.1 Literaturverzeichnis

- [1] Smart Fuel Cells AG: „EFOY-Brennstoffzelle“ <http://www.efoy.com/de/reisemobile-efoy-brennstoffzelle.html>, 13.03.2009
- [2] J. Mergel, M. Müller, H. Janßen, D. Stolten: „Direktmethanol-Brennstoffzellensysteme - eine Option für Flurförderfahrzeuge“ Proceedings „4. Deutscher Wasserstoffkongress 2008“, 20. - 21.02.2008, Essen, Deutschland
- [3] J. Butler: „2008 Niche Transport Survey Vol. 1“ Fuel Cell Today, Juli 2008
- [4] „Fremdwörterbuch naturwissenschaftlicher und mathematischer Begriffe“ Herausgeber: K. Freytag, 4. überarbeitete und stark erweiterte Auflage, Köln, Aulis Verlag Deubner & Co KG, 1982
- [5] „Duden: Fremdwörterbuch“ Herausgeber: Dudenredaktion, 7. neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Mannheim, Dudenverlag, 2001
- [6] Wikipedia - Die frei Enzyklopädie: „Hybrid“ <http://de.wikipedia.org/wiki/Hybrid>, 25.12.2008
- [7] „Duden. Deutsches Universalwörterbuch“ Herausgeber: G. Drosdowski, 2. völlig neu bearbeitete und stark erweiterte Auflage, Mannheim, Dudenverlag, 1989
- [8] B. Harbolla: „Entwicklung eines Bewertungsverfahrens zur Auswahl von Pkw-Hybridantrieben und Realisierung eines seriennahen Antriebskonzeptes“ Dissertation, RWTH Aachen, 1993

- [9] M. Göhring: „*Betriebsstrategien für serielle Hybridantriebe*“ Dissertation, RWTH Aachen, 1997
- [10] C. Maume: „*Systemanalyse und Simulation eines Brennstoffzellen-Hybrid-Fahrzeugs mit autothermer Methanolreformierung*“ Dissertation, Technische Universität München, 2002
- [11] M. Baumann, G. Rizzoni, G. Washington: „*Intelligente Steuerung für Hybrid-Fahrzeuge*“ VDI-Berichte, Nr. 1378, 1998, S. 217 - 234
- [12] J. C. T. Oliveira, G. Song, A. Anantaraman, W. A. Adams: „*Fuel cell and fuel cell/battery hybrid alternatives for transportation*“ Proceedings „11th International Electric Vehicle Symposium (EVS 11)“, September 1992, Florenz, Italien
- [13] R. Kötz, P. Dietrich, M. Hahn, F. Büchi: „*Supercaps - Eigenschaften und Fahrzeuganwendungen*“ VDI-Berichte, Nr. 1874, 2005, S. 175 - 188
- [14] J.-W. Biermann, R. Bady: „*Hybridantriebe - Strukturvarianten, Betriebsstrategien sowie deren Vor- und Nachteile*“ <http://www.ika.rwth-aachen.de/forschung/veroeffentlichung/1998/26.-27.03/index.php>, 21.03.2009
- [15] G. Paganelli, Y. Guezennec, G. Rizzoni: „*Optimizing Control Strategy for Hybrid Fuel Cell Vehicle*“ Proceedings „SAE 2002 World Congress“, 04. - 07.03.2002, Detroit, USA
- [16] J. Böcker: „*Antriebe für umweltfreundliche Fahrzeuge*“ Vorlesungsskript, Universität Paderborn, 17.01.2006
- [17] B. Frei: „*Regelung eines elektromechanischen Getriebes für Hybridfahrzeuge*“ Dissertation, Universität Chemnitz, 2006
- [18] A. Lamm: „*Automobile in the focus of global trends*“ Proceedings „11th Ulm ElectroChemical Talks (UECT 11)“, 11. - 12.06.2008, Ulm, Deutschland
- [19] P. Treffinger, M. Gräf, M. Goedecke: „*Hybridisierung von Brennstoffzellen-Antrieben*“ Proceedings „VDI-Tagung Innovative Fahrzeugantriebe“, 24. - 25.10.2002, Dresden, Deutschland
- [20] O. Garcia: „*DC/DC-Wandler für die Leistungsverteilung in einem Elektrofahrzeug mit Brennstoffzellen und Superkondensatoren*“ Dissertation, ETH Zürich, 2002
- [21] A. Di Napoli, F. Crescimbeni, L. Solero, G. Pede, G. Lo Bianco, M. Pasquali: „*Ultracapacitor and Battery Storage System Supporting Fuel-Cell Powered Vehicles*“ Proceedings „18th International Electric Vehicle Symposium (EVS 18)“, 20. - 24.10.2001, Berlin, Deutschland
- [22] K. Seong Jeong, B. Soo Oh: „*Fuel economy and life-cycle cost analysis of a fuel cell hybrid vehicle*“ Journal of Power Sources, Vol. 105, 2002, S. 58 - 65
- [23] T. Markel, A. Pesaran: „*Energy Storage System for Fuel Cell Hybrid Vehicles. Status Report*“ Vortrag „Joint VSATT and ESTT Meeting“, 16.02.2006
- [24] D. Spaniel: „*Energieeinsparmaßnahmen am Methanol-Brennstoffzellen-Fahrzeug*“ Dissertation, RWTH Aachen, 2003

-
- [25] M. Ouyang, L. Xu, J. Li, L. Lu, D. Gao, Q. Xie: „*Performance comparison of two fuel cell hybrid buses with different powertrain and energy management strategies*” Journal of Power Sources, Vol. 163, 2006, S. 467 - 479
- [26] P. Treffinger, A. Brinner: „*Energiemanagement von Brennstoffzellenantrieben*” VDI-Berichte, Nr. 1646, 2001, S. 513 - 529
- [27] O. Bitsche, G. Gutmann: „*Systems for hybrid cars*” Journal of Power Sources, Vol. 127, 2004, S. 8 - 15
- [28] G. Pede, A. Iacobazzi, S. Passerini, A. Bobbio, G. Botto: „*FC vehicle hybridisation: an affordable solution for an energy-efficient FC powered drive train*” Journal of Power Sources, Vol. 125, 2004, S. 280 - 291
- [29] A. Jossen, J. Garche, H. Doering, M. Goetz, W. Knaupp, L. Joerissen: „*Hybrid systems with lead-acid battery and proton-exchange membrane fuel cell*” Journal of Power Sources, Vol. 144, 2005, S. 395 - 401
- [30] P. Rodatz, G. Paganelli, A. Sciarretta, L. Guzzella: „*Optimal power management of an experimental fuel cell/supercapacitor-powered hybrid vehicle*” Control Engineering Practice, Vol. 13, 2005, S. 41 - 53
- [31] A. Pesaran, M. Zolot, T. Markel, K. Wipke: „*Fuel Cell/Battery Hybrids: An Overview of Energy Storage Hybridization in Fuel Cell Vehicles*” Proceedings „9th Ulm Electrochemical Talks (UECT)”, 17. - 18.05.2004, Ulm, Deutschland
- [32] M.-J. Kim, H. Peng: „*Power management and design optimization of fuel cell/battery hybrid vehicles*” Journal of Power Sources, Vol. 165, 2007, S. 819 - 832
- [33] W. Gao: „*Performance Comparison of a Fuel Cell-Battery Hybrid Powertrain and a Fuel Cell-Ultracapacitor Hybrid Powertrain*” IEEE Transactions on Vehicular Technology, Vol. 54 (3), 2005
- [34] „*Fuel Cell Handbook*” Herausgeber: U. S. Department of Energy, 7. Auflage, November 2004, Morgantown, USA
- [35] J. Larminie, A. Dicks: „*Fuel cells systems explained*” 2. Auflage, Chichester, John Wiley & Sons Ltd, 2003, ISBN: 0-470-84857-X
- [36] D. Stolten: „*Grundlagen und Technik der Brennstoffzellen*” Vorlesungsskript, RWTH Aachen, Wintersemester 2007/2008
- [37] M. Nölke: „*Entwicklung, Auslegung und Umsetzung eines DMFC-Systems der kW-Klasse*” Dissertation, RWTH Aachen, 2007
- [38] J. Wilhelm, H. Janßen, J. Mergel, D. Stolten: „*Horizontal Order Picker Driven by a Direct Methanol Fuel Cell*” Proceedings „Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation & Motion (SPEEDAM)”, 11. - 13.06.2008, Ischia, Italien
- [39] D. U. Sauer: „*Speichersysteme für Elektrische Energie und Wassersysteme*” Vorlesung „21. Summer School Renewable Energy 2006“
- [40] A. Jossen, W. Weydanz: „*Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*” 1. Auflage, Untermeitingen, printyourbook Inge Reichardt Verlag, 2006, ISBN: 3-939-35911-1
- [41] R. Groß: „*Schnellladung und Pulsladung von Bleibatterien*” Dissertation, Universität Ulm, 2000

- [42] Maxwell Technologies: „BC Power Series BOOSTCAP Ultracapacitors“ Datenblatt
- [43] D. Linden, T. B. Reddy: „Handbook of Batteries“ 3. Auflage, New York, McGraw-Hill, 2002, ISBN: 0-07-135978-8
- [44] D. U. Sauer: „Technologische Grundlagen und aktuelle Entwicklungen von Bleibatterien“ Seminar „Energiespeicher für Bordnetze und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Essen, Deutschland
- [45] H. Schuh: „Moderne Antriebsbatteriesysteme für militärische Hybridfahrzeuge“ Vortrag „Bundesakademie für Wehverwaltung und Wehrtechnik“, 12.12.2006
- [46] D. U. Sauer: „Entladung - Temperatur-, Strom- und Alterungseinflüsse“ Proceedings „2. Fachforum Wiederaufladbare Batteriesysteme (OTTI-Technologie-Kolleg)“, 15. - 16.05.2001, Ulm, Deutschland
- [47] H.-A. Kiehne et al: „Batterien. Grundlagen und Theorie, aktueller technischer Stand und Entwicklungstendenzen“ 5. Auflage, Renningen, expert Verlag, 2003, ISBN: 3-816-92275-9
- [48] H. Miura: „Glass fibre tube for lead/acid batteries“ Journal of Power Sources, Vol. 23, 1988, S. 93 - 97
- [49] K.-D. Merz: „Field experience and improvements with thin tubular-plate lead-acid technology“ Journal of Power Sources, Vol. 73, 1998, S. 146 - 151
- [50] R. Wagner: „High-power lead-acid batteries for different applications“ Journal of Power Sources, Vol. 144, 2005, S. 494 - 504
- [51] M. Conte, G. Pede, V. Sglavo, D. Macerata: „Assessment of high power HEV lead-acid battery advancements by comparative benchmarking with a European test procedure“ Journal of Power Sources, Vol. 116, 2003, S. 118 - 127
- [52] J. B. Olson, E. D. Sexton: „A High Power Spiral Wound Lead-Acid Battery for Hybrid Electric Vehicles“ Proceedings „12th Annual Battery Conference on Applications and Advances“, 14. - 17.01.1997, Long Beach, USA
- [53] D. H. McClelland, J. L. Devitt: „Maintenance-free type lead acid“ United States Patent US 3862861, Veröffentlichung: 28.01.1975
- [54] D. Doerffel, S. Abu Sharkh: „A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries“ Journal of Power Sources, Vol. 155, 2006, S. 395 - 400
- [55] O. Caumont, P. Le Moigne, C. Rombaut, X. Muneret, P. Lenain: „Energy Gauge for Lead-Acid Batteries in Electric Vehicles“ IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 15 (3), 2000, S. 354 - 360
- [56] F. Trinidad, C. Gimeno, J. Gutierrez, R. Ruiz, J. Sainz, J. Valenciano: „The VRLA modular wound design for 42 V mild hybrid systems“ Journal of Power Sources, Vol. 116, 2003, S. 128 - 140
- [57] A. Jossen: „Session 3: Nichtideales Verhalten“ Proceedings „Fachseminar Bleibatterien“, 26.10.2006, Ulm, Deutschland

- [58] L. T. Lam, R. Louey, N. P. Haigh, O. V. Lim, D. G. Vella, C. G. Phyland, L. H. Vu, J. Furukawa, T. Takada, D. Monma, T. Kano: „VRLA Ultrabattery for high-rate partial-state-of-charge operation” Journal of Power Sources, Vol. 174, 2007, S. 16 - 29
- [59] A. Jossen: „Lithium-Ionen I: Technologische Grundlagen und aktuelle Entwicklungen” Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze, Hybridfahrzeuge und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [60] J. Garche: „Elektrochemische Energiespeicher: Stand, Probleme, Perspektiven” Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10, 2006, S. 61 - 66
- [61] J. McDowall, P. Biensan, M. Broussely, H. Schuh: „Zielkonflikte bei der Sicherheit von industriellen Lithium-Ionen Batteriesystemen am Beispiel Telekomanwendung” Proceedings „15. Design & Elektronik Entwicklerforum“, 06.03.2008, München
- [62] A. Madani: „An Overview of the European Lithium Batteries R&D main trends” Proceedings „Batteries 2005“, 14. - 15.06.2005, Paris, Frankreich
- [63] M. Back: „Spielerisch zum perfekten Akkupack“ Aktuelle Technik, Nr. 3, 2008, S. 3
- [64] N. Schall, M. Holzapfel: „The Electrode Pair $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}/\text{LiFePO}_4$. The Battery Concept providing Safety and Life-time” Proceedings „11th Ulm Electrochemical Talks (UECT 11)“, 11. - 12.06.2008, Ulm, Deutschland
- [65] J. Tübke: „Elektrische Speicher. Stand und Perspektiven der Technik” Proceedings „AKE-Herbsttagung“, 19. - 20.10.2006, Bad Honnef, Deutschland
- [66] P. Birke, H.-G. Schweiger, M. Keller: „Lithium-Ionen III: Entwicklung von Batteriepacks für Hybridfahrzeuge auf Basis von Li-Ionen Batterien” Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze, Hybridfahrzeuge und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [67] „Keramik von der Rolle” Degussa-Magazin, Nr. 2, 2005, S. 4 - 7
- [68] Li-Tec Battery GmbH & Co KG: „Die Technologie” <http://www.li-tec.de>, 16.10.2007
- [69] D. Doerffel, S. Abu Sharkh: „Large Lithium-Ion Batteries - a Review” Vortrag „EMA - Elektro Mobil Ausstellung“, 14.10.2006, Aschaffenburg, Deutschland
- [70] D. U. Sauer: „Stand der Energiespeichertechnik für Traktionsanwendungen” Vortrag „Institutsseminar IEF-3 - Forschungszentrum Jülich“, 05.05.2008, Jülich
- [71] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „45 Ah HP - 602040. Lithium Ion Cell” Datenblatt, Juni 2007
- [72] Li-Tec Battery GmbH & Co KG: „HEI 40 High Energy Zelle. ICMNP 110190240” Datenblatt, 16.04.2008
- [73] B. Gerschler: „Thermische Modellierung von Energiespeichern” Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze, Hybridfahrzeuge und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [74] M. Schweizer-Berberich, H. Willmes: „Concept for a 48 V DC Power Supply System with Lithium Ion Batteries for Telecom Applications” Proceedings „27th International Telecommunications Conference 2005 (INTELEC 05)“, 18. - 22.09.2005, Berlin
- [75] K. Kato, A. Negishi, K. Nozaki, I. Tsuda, K. Takano: „PSOC cycle testing method for lithium-ion secondary batteries” Journal of Power Sources, Vol. 117, 2003, S. 118 ff

- [76] U. Bilow: „*Ein Kraftpaket mit Zukunft*“ Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 283, 2007, S. N1
- [77] Stiftung Gemeinsames Rücknahmesystem Batterien: „*Die Welt der Batterien. Funktion, Systeme, Entsorgung*“ http://www.grs-batterien.de/fileadmin/user_upload/Download/Wissenswertes/welt_bat.pdf, 06.04.2009
- [78] E. Hopf: „*Saft trotz hohem Eurokurs und steigenden Rohmaterialpreisen*“ Markt & Technik, Vol. 11, 2008, S. 12 - 13
- [79] H. Schäfer et al: „*Neue elektrische Antriebskonzepte für Hybridfahrzeuge*“ 1. Auflage, Renningen, expert Verlag, 2007, ISBN: 3-816-92677-0
- [80] D. U. Sauer: „*Speichertechnologien für Hybrid- und Elektrofahrzeuge*“ Proceedings „Internationaler ETG-Kongress 2007 - Hybridantriebstechnik“, 23. - 24.10.2007, Karlsruhe, Deutschland
- [81] A. Taniguchi, N. Fujioka, M. Ikoma, A. Ohta: „*Development of nickel/metal-hydride batteries for EVs and HEVs*“ Journal of Power Sources, Vol. 100, 2001, S. 117 ff
- [82] D. J. Sollmann: „*Die zwei Gesichter des Lithiums*“ Nachrichten aus der Chemie, Vol. 55, 2007, S. 979 - 983
- [83] J. Kümpers, P. Bäuerlein, C. Rosenkranz: „*Grundlagen und aktuelle Entwicklungen zu NiMH-Batterien*“ Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze und Antriebssysteme“, 13. - 14.02.2007, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [84] P. Xiao, W. Gao, X. Qiu, W. Zhu, J. Sun, L. Chen: „*Thermal behaviours of Ni-MH batteries using a novel impedance spectroscopy*“ Journal of Power Sources, Vol. 182, 2008, S. 377 - 382
- [85] T. Tanaka, M. Kuzuhara, M. Watada, M. Oshitani: „*Effect of rare earth oxide additives on the performance of NiMH batteries*“ Journal of Power Sources, Vol. 408 - 412, 2006, S. 323 - 326
- [86] J. Garche: „*Temperature Behaviour of Batteries - Fundamentals*“ Proceedings „9th Ulm ElectroChemical Talks (UCT 9)“, 17. - 18.05.2004, Ulm, Deutschland
- [87] J. Auer: „*Hybrid - Ein Eldorado für Ultrakondensatoren*“ Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze, Hybridfahrzeuge und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [88] R. Kötz, M. Carlen: „*Principles and applications of electrochemical capacitors*“ Electrochimica Acta, Vol. 45, 2000, S. 2483 - 2498
- [89] EPCOS: „*UltraCap technology*“ <http://www.epcos.com/inf/20/35/ds/technology.pdf>, 11.06.2007
- [90] P. Barrade: „*Double-layer capacitors - Technologies and applications*“ Proceedings „ECPE Seminar Energy Storage Technologies“, 27. - 28.06.2007, Aachen
- [91] A. M. Namisnyk: „*A survey of electrochemical supercapacitor technology*“ Bachelorarbeit, University of Technology Sydney, 2003
- [92] R. Kötz: „*Doppelschichtkondensatoren - Technik, Kosten, Perspektiven*“ Proceedings „Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik“, 14. - 15.11.2002, Kassel, Deutschland

-
- [93] H. Kuchling: „*Taschenbuch der Physik*“ 16. Auflage, München, Fachbuchverlag Leipzig im Carl-Hanser-Verlag, 1999, ISBN: 3-446-21054-7
- [94] A. Schneuwly, J. Auer: „*Ultracapacitor performance, quality and safety demands for automotive applications*“ Proceedings „11th Ulm Electrochemical Talks (UCT 11)“, 11. - 12.06.2008, Ulm, Deutschland
- [95] F. Rother, G. Bläske, M. Hohensee: „*Die neue Stromlinie*“ Wirtschaftswoche, Nr. 17, 2008, S. 94 - 96
- [96] F. V. Conte: „*Battery and battery management for hybrid electric vehicles: a review*“ e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol. 123 (10), 2006, S. 424 - 431
- [97] B. Riegel: „*BBH-MH Battery Fuel Cell Systems for Material Handling*“ Proceedings „3. Internationaler Deutscher Wasserstoffkongress“, 15. - 16.02.2006, Essen, Deutschland
- [98] U. Köhler, J.-L. Liska, M. Broussely: „*Li-Ion Battery Systems for High Performance and Long Endurance Applications*“ Proceedings „11th Ulm Electrochemical Talks (UCT 11)“, 11. - 12.06.2008, Ulm, Deutschland
- [99] J. Kowal, D. U. Sauer: „*Detailed cost calculations for stationary battery storage systems*“ Proceedings „2nd International Renewable Energy Storage Conference (IRES II)“, 19. - 21.11.2007, Bonn, Deutschland
- [100] A. Madani: „*Electric & Hybrid vehicle trends & impact on the battery market*“ Proceedings „Batteries 2005“, 14. - 16.06.2005, Paris, Frankreich
- [101] D. U. Sauer: „*Energy storage for hybrid and full electric vehicles*“ Vortrag „DAAD Seminar for young Russian engineers in Electrical Engineering“, 01.10.2007, Aachen, Deutschland
- [102] D. U. Sauer, O. Bohlen, T. Sanders, W. Waag, R. Schmidt, J. B. Gerschler: „*Batteriezustandserkennung: Mögliche Verfahrens- und Algorithmenansätze, Grenzen der Batteriezustandserkennung*“ Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze, Hybridfahrzeuge und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [103] O. Bohlen: „*Konzepte und Verfahren zur Batteriediagnostik im Fahrzeug*“ Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze und Antriebssysteme“, 13. - 14.02.2007, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [104] BaSyTec: „*BaSyTec Batterie Links*“ <http://www.basytec.de/links.html>, 09.01.2009
- [105] Elektroauto Tipp: „*Elektroauto, Hybridauto, Batterien und Brennstoffzellen - Battev*“ <http://www.elektroauto-tipp.de/modules.php?name=Battev>, 07.02.2009
- [106] Exide Automotive Batterien: „*Exide Maxxima*“ <http://www.exide-automotive.de/Produkte/maxxima/index.html>, 02.04.2009
- [107] C. Andersson: „*On auxiliary systems in commercial vehicles*“ Dissertation, Lund University, 2004
- [108] Exide Technologies: „*Industriebatterien - Network Power. Powerfit S300. Das kompakte Energiepaket für mehr Sicherheit*“ Datenblatt

- [109] Hoppecke Batterien GmbH & Co. KG: „*trak bloc. Wartungsfreie Traktionsblockbatterien*“ Datenblatt
- [110] EnerSys: „*Odyssey. The extreme battery. Application manual*“ Datenblatt, April 2006
- [111] Banner GmbH: „*Power Bull. Mit extra Calcium Power*“ Datenblatt
- [112] Optima Batteries: „*Optima Batteries. The ultimate Power Source*“ Datenblatt
- [113] Thunder Sky Battery Limited: „*Instruction Manual for LFP/LCP/LMP Lithium Power Battery*“ Datenblatt
- [114] Thunder Sky Battery Limited: „*Specifications of Li-Ion starting-up power battery for fuel car. Model: TS-LP12V25AH*“ Datenblatt, 19.05.2007
- [115] Thunder Sky Battery Limited: „*Specifications of Li-Ion starting-up power battery for fuel car. Model: TS-LP12V45AH*“ Datenblatt, 19.05.2007
- [116] Valence Technology Inc.: „*U-Charge RT Power System Family. Rechargeable Lithium-Ion Battery*“ Datenblatt, 05.05.2007
- [117] Valence Technology Inc.: „*U-Charge XP Power System Family. Rechargeable Lithium-Ion Battery*“ Datenblatt, 05.05.2007
- [118] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „*3,5 Ah UHP-271000. CC size Lithium Ion Cell*“ Datenblatt, Mai 2006
- [119] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „*7,5 Ah UHP - 341450. DD size Lithium Ion Cell*“ Datenblatt, Juni 2007
- [120] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „*10 Ah HE - 341450. DD size Lithium Ion Cell*“ Datenblatt, November 2004
- [121] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „*27 Ah HP - 601300. Lithium Ion Cell*“ Datenblatt, Juni 2007
- [122] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „*33 Ah HE - 601300. Lithium Ion Cell*“ Datenblatt, Mai 2005
- [123] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „*60 Ah HE - 602040. Lithium Ion Cell*“ Datenblatt, Juni 2007
- [124] Kokam Co. Ltd.: „*Superior Lithium Polymer Battery. Lithium Polymer Rechargeable Batteries*“ Datenblatt
- [125] Saft Communication Department: „*High energy lithium-ion cell. VL 45 E cell*“ Datenblatt, März 2005
- [126] Saft America Inc.: „*Rechargeable lithium-ion battery. VL 12 V - Very High Power Cell*“ Datenblatt, Februar 2007
- [127] Saft Communication Department: „*Medium power lithium-ion cells. VL M cells*“ Datenblatt, März 2005
- [128] Saft Communication Department: „*High power lithium-ion cells. VLP cells*“ Datenblatt, März 2005
- [129] Saft Communication Department: „*High energy lithium-ion module. VLE Module*“ Datenblatt, Stand. März 2005

- [130] Saft America Inc.: „*Lithium-ion battery for hybrid military vehicles. VL 34 P module*” Datenblatt, Juni 2007
- [131] Saft America Inc.: „*Rechargeable lithium-ion battery. VL 6 A - Very high power cell*” Datenblatt, September 2007
- [132] Saft America Inc.: „*Rechargeable lithium-ion battery. VL 34 P - high power cell*” Datenblatt, Juni 2007
- [133] Saft America Inc.: „*Li-ion energy storage systems for large space and defence applications*” Datenblatt, Oktober 2008
- [134] Saft America Inc.: „*Rechargeable lithium-ion battery. VL 52 E - high energy cell*” Datenblatt, August 2008
- [135] Li-Tec Battery GmbH & Co KG: „*HPI 6 High Power Zelle. ICMNP 076154170*” Datenblatt, 11.04.2008
- [136] M. Gnann: „*Nano Ceramics and Oxide Technology for Large Scale Lithium Batteries*” Proceedings „11th Ulm ElectroChemical Talks (UECT 11)”, 11. - 12.06.2008, Ulm, Deutschland
- [137] EnerDel Inc.: „*LTO Type Cell (Lithium Titanium Oxide)*” <http://enerdel.com/content/view/105/88>, 05.04.2009
- [138] EnerDel Inc.: „*HC Type Cell (Hard Carbon)*” <http://enerdel.com/content/view/106/89>, 05.04.2009
- [139] A123Systems Inc.: „*High Power Lithium Ion ANR26650m1*” Datenblatt, 2006
- [140] Cobasys: „*Series 880 - High Power. NiMH Battery Module Specifications*” Datenblatt, September 2007
- [141] Cobasys: „*Series 1000 - High Power. NiMH Battery Module Specifications*” Datenblatt, September 2005
- [142] Cobasys: „*Series 880 - High Energy. NiMH Battery Module Specifications*” Datenblatt, März 2007
- [143] Saft Industrial Battery Group: „*NHE Module. High energy Nickel-metal hydride module*” Datenblatt, 2000
- [144] Saft Industrial Battery Group: „*NHP Module. High power Nickel-metal hydride module*” Datenblatt, 2000
- [145] Saft Rechargeable Battery Systems: „*Super High Energy Ni-MH Battery Module. Nickel-Metal Hydride Smart VH Module*” Datenblatt
- [146] Panasonic EV Energy Co. Ltd.: „*Metal Case Prismatic Module*” <http://www.peve.jp/e/hevkinzoku.html>, 05.04.2009
- [147] Panasonic EV Energy Co. Ltd.: „*Plastic Case Prismatic Module*” <http://www.peve.jp/e/hevjyusi.html>, 05.04.2009
- [148] Maxwell Technologies: „*MC Power Series BOOSTCAP Ultracapacitors*” Datenblatt
- [149] Maxwell Technologies: „*BC BPAK Power Series 15v BOOSTCAP Ultracapacitors*” Datenblatt

- [150] Maxwell Technologies: „MC BMOD Power Series 16v BOOSTCAP Ultracapacitors“ Datenblatt
- [151] Maxwell Technologies: „MC BMOD Power Series 48v BOOSTCAP Ultracapacitors“ Datenblatt
- [152] Maxwell Technologies: „BMOD Power Series 75V BOOSTCAP Ultracapacitors“ Datenblatt
- [153] Maxwell Technologies: „Datasheet HTM Power Series 125 V Module“ Datenblatt
- [154] WIMA GmbH & Co KG: „WIMA SuperCap C“ Datenblatt, November 2008
- [155] WIMA GmbH & Co KG: „WIMA SuperCap R“ Datenblatt, November 2008
- [156] WIMA GmbH & Co KG: „WIMA SuperCap MC“ Datenblatt, November 2008
- [157] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 120 F“ Datenblatt
- [158] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 90 F“ Datenblatt
- [159] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 100 F“ Datenblatt
- [160] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 360 F“ Datenblatt
- [161] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 600 F 1700 F 3500 F 5000 F“ Datenblatt
- [162] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 33 F Module“ Datenblatt
- [163] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 57 F Module“ Datenblatt
- [164] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 205 F Module“ Datenblatt
- [165] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 94 F Module“ Datenblatt
- [166] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 238 F Module“ Datenblatt
- [167] Nesscap Co. Ltd.: „NESSCAP Ultracapacitor Products 51 F Module“ Datenblatt
- [168] Nippon Chemi-Con: „DLCAPTM Electric Double Layer Capacitors“ Datenblatt, August 2006
- [169] ESMA Company: „EC104“ http://www.esma-cap.com/Products/Capacitor_cells/EC104/@lang=English, 14.06.2007
- [170] ESMA Company: „EC501“ http://www.esma-cap.com/Products/Capacitor_cells/EC501/@lang=English, 14.06.2007
- [171] ESMA Company: „EC402“ http://www.esma-cap.com/Products/Capacitor_cells/EC402/@lang=English, 14.06.2007
- [172] Exide Technologies: „Zubehör“ <http://217.78.166/products/accessoires.asp?lng=de>, 28.08.2007
- [173] Akkumulatorenwerke HOPPECKE Carl Zoellner & Sohn GmbH & Co KG: „BICaT II. Battery Information Controller and Transmitter“ Datenblatt
- [174] E. Schoch: „Erfahrungen und Entwicklungslinien von Batteriemangement- und diagnostiksystemen“ Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [175] REAP Systems: „REAPsystems Li-ion Battery Management System“ Datenblatt

- [176] Kokam Co. Ltd.: „PCM & BMS“
http://www.kokam.com/english/product/PCM_BMS.html, 28.08.2007
- [177] Valence Technology Inc.: „U-Charge BMS. Battery Management Systems for U-Charge Power Systems“ Datenblatt, 06.07.2007
- [178] Valence Technology Inc.: „U-Charge BDI. Battery Discharge Indicator for U-Charge RT Power Systems“ Datenblatt, 06.07.2007
- [179] ITI Energy: „Battery Management Systems“ Prospekt „Hannover Messe 2008“
- [180] M. Andrew: „Lithium-Ion: Enabling a Spectrum of Alternate Fuel Vehicles“
Proceedings „CARB ZEV Symposium“, 25. - 27.09.2006, Sacramento, USA
- [181] EnerDel Inc.: „Controls Management“ <http://enerdel.com/content/view/57/74>,
09.04.2009
- [182] I+ME ACTIA GmbH: „Intelligent Battery Management System to control your power“
Datenblatt, 2006
- [183] Panasonic EV Energy Co. Ltd.: „Battery ECU“ <http://www.peve.jp/e/bmseu.html>,
09.04.2009
- [184] M. J. Blackwelder, R. A. Dougal: „Power coordination in a fuel cell-battery hybrid
power source using commercial power controller circuits“ Journal of Power Sources,
Vol. 134, 2004, S. 139 - 147
- [185] L. Gao, Z. Jiang, R. A. Dougal: „An actively controlled fuel cell/battery hybrid to meet
pulsed power demands“ Journal of Power Sources, Vol. 130, 2004, S. 202 - 207
- [186] N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins: „Power Electronics. Converters,
Applications and Design“ 2. Auflage, New York, John Wiley & Sons, 1995
- [187] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „Tiefsetzsteller“
<http://de.wikipedia.org/wiki/Tiefsetzsteller>, 20.10.2008
- [188] M. Michel: „Leistungselektronik. Einführung in Schaltungen und deren Verhalten“ 3.
aktualisierte und erweiterte Auflage, Berlin, Springer Verlag, 2003, ISBN: 3-540-
23656-2
- [189] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „Hochsetzsteller“
<http://de.wikipedia.org/wiki/Hochsetzsteller>, 06.10.2008
- [190] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „Vierquadrantensteller“
<http://de.wikipedia.org/wiki/Vierquadrantensteller>, 05.01.2009
- [191] J. Müller, K. Rotkopf, C. Sonntag, C. Böhm, P. Rabenseifner: „Hybridenergiequelle“
Europäische Patentanmeldung EP 1376724 A1, Veröffentlichung: 02.01.2004
- [192] J. Müller, K. Rotkopf, C. Sonntag, C. Böhm, P. Rabenseifner: „Hybrid Power Source“
United States Patent Application US 2005/0249985 A1, Veröffentlichung:
10.11.2005
- [193] J. Wang, Y. Chen, Q. Chen: „A fuel cell city bus with three drivetrain configurations“
Journal of Power Sources, Vol. 159, 2006, S. 1205 - 1213
- [194] P. Corbo, F. E. Corcione, F. Migliardini, O. Veneri: „Experimental study of a fuel cell
power train for road transport application“ Journal of Power Sources, Vol. 145, 2005,
S. 610 - 619

- [195] G. Paganelli, T. M. Guerra, S. Delprat, Y. Guezennec, G. Rizzoni: „*Optimal control theory applied to hybrid fuel cell powered vehicle*“ Proceedings „15th Triennial World Congress“, 22. - 26.07.2002, Barcelona, Spanien
- [196] R. M. Moore, S. Ramaswamy, J. M. Cunningham, K. H. Hauer: „*A Dynamic Simulation Tool for the Battery-Hybrid Hydrogen Fuel Cell Vehicle*“ Fuel Cells, Vol. 6 (5), 2006, S. 387 - 402
- [197] P. Dietrich, F. Büchi, A. Tsukada, M. Bärtschi, R. Kötz, G. G. Scherer, P. Rodatz, O. Garcia, M. Ruge, M. Wollenberg, P. Lück, A. Wiartalla, C. Schönfelder, A. Schneuwly, P. Barrade: „*Hy.Power - A technology platform combining a fuel cell system and a supercapacitor*“ in: Handbook of Fuel Cells - Fundamentals, Technology and Applications, Vol. 4, 2003, S. 1184 - 1198
- [198] R. K. Ahluwalia, X. Wang, A. Rousseau: „*Fuel economy of hybrid fuel-cell vehicles*“ Journal of Power Sources, Vol. 152, 2005, S. 233 - 244
- [199] R. K. Ahluwalia, X. Wang: „*Direct hydrogen fuel cell systems for hybrid vehicles*“ Journal of Power Sources, Vol. 139, 2005, S. 152 - 164
- [200] A. R. Miller, J. Peters, B. E. Smith, O. A. Velev: „*Analysis of fuel cell hybrid locomotives*“ Journal of Power Sources, Vol. 157, 2006, S. 855 - 861
- [201] P. Thounthong, S. Rael, B. Davat: „*Control strategy of fuel cell/supercapacitors hybrid power sources for electric vehicles*“ Journal of Power Sources, Vol. 158, 2006, S. 806 - 814
- [202] Fuel Cells 2000, US Fuel Cell Council: „*Fuel Cell Vehicles (From Auto Manufacturers)*“ <http://www.fuelcells.org/info/charts/carchart.pdf>, Januar 2009
- [203] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „*Brennstoffzellenfahrzeug*“ <http://de.wikipedia.org/wiki/Brennstoffzellenfahrzeug>, 18.12.2008
- [204] Wikipedia - The free encyclopaedia: „*List of fuel cell vehicles*“ http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_fuel_cell_vehicles, 05.01.2009
- [205] Fuel Cells 2000: „*Fuel Cell Specialty Vehicles*“ <http://www.fuelcells.org/info/charts/specialty.pdf>, Februar 2009
- [206] GM Europe: „*Technische Daten des GM HydroGen4*“ Prospekt „E-World 2008“
- [207] GM: „*Energy Diversity*“ Prospekt „E-World 2008“
- [208] Daimler AG: „*F-CELL: Driving the future. Unser Weg zur nachhaltigen Mobilität*“ Prospekt „E-World 2008“
- [209] Ford: „*Ford Focus FCEV Hybrid Fuel Cell Electric Vehicle*“ Prospekt „E-World 2008“
- [210] T. Brachmann, S. Kawasaki, T. Ono, M. Ogura, Y. Kami: „*The Progress of the Fuel Cell- and Fuel Cell Vehicle Development at Honda*“ VDI-Berichte, Nr. 1852, 2004
- [211] Toyota Motor Corporation: „*Toyota Fuel Cell Technology*“ <http://www.toyota.co.jp/en/tech/environment/fchv/pdf/all.pdf>, Juli 2008
- [212] R. Kötz, M. Bärtschi, F. Büchi, R. Gallay, P. Dietrich: „*HY.POWER - A Fuel Cell Car Boosted with Supercapacitors*“ Proceedings „12th International Seminar on Double Layer Capacitors and Similar Energy Storage Devices“, 09. - 11.12.2002, Deerfield Beach, USA

- [213] P. Rodatz, O. Garcia, L. Guzzella, F. Büchi, M. Bärtschi, A. Tsukada, P. Dietrich, R. Kötz, G. Scherer, A. Wokaun: „*Performance and Operational Characteristics of a Hybrid Vehicle Powered by Fuel Cells and Supercapacitors*“ Proceedings „SAE 2003 World Congress & Exhibition“, 03. - 06.03.2003, Detroit, USA
- [214] F. N. Büchi, G. Paganelli, P. Dietrich, D. Laurent, A. Tsukada, P. Varenne, A. Delfino, R. Kötz, S. A. Freunberger, P.-A. Magne, D. Walser, D. Olsommer: „*Consumption and Efficiency of a Passenger Car with a Hydrogen/Oxygen PEFC based Hybrid Electric Drivetrain*“ Fuel Cells, Vol. 7 (4), 2007, S. 329 - 335
- [215] R. Kötz, J.-C. Sauter, P. Ruch, P. Dietrich, F. N. Büchi, P. A. Magne, P. Varenne: „*Voltage balancing: Long-term experience with the 250 V supercapacitor module of the hybrid fuel cell vehicle HY-LIGHT*“ Journal of Power Sources, Vol. 174, 2007, S. 264 - 271
- [216] H. Janssen, L. Blum, N. Kimiaie, A. Maintz, J. Mergel, M. Müller, D. Stolten: „*Performance Characterization of a 4-Wheel DMFC Scooter*“ Proceedings „3rd European PEFC Forum“, 04.- 08.07.2005, Luzern, Schweiz
- [217] J. Wilhelm, J. Mergel, H. Janßen: „*Elektromobil mit Direktmethanol-Brennstoffzelle*“ Proceedings „Brennstoffzellen-Kleinantriebe - Eine charmante Marktnische?!\“, 07.02.2007, Ulm, Deutschland
- [218] M. Götz, K. Steinhart, A. Jossen, L. Jörissen: „*Brennstoffzellen-Roller*“ Proceedings „WBZU Fachseminar Brennstoffzellen-Kleinantriebe“, 23.02.2006, Ulm, Deutschland
- [219] SFC Smart Fuel Cell AG: „*EFOY Pro Series. Mit Sicherheit immer und überall Energie*“ Datenblatt
- [220] SFC Smart Fuel Cell AG: „*Elektrofahrzeug Start Lab Open. Unabhängig von der Steckdose, dank EFOY-Brennstoffzelle*“ <http://www.solarstrombau.de/energieladen/img/StartLabOpen-EFOY.pdf>, 23.01.2009
- [221] K. Steckmann: „*Die EFOY Brennstoffzelle - Nachrüstung für Elektromobile*“ <http://www.solarstrombau.de/energieladen/img/Solarmobil10-EFOY-Nachruestung.pdf>, 23.01.2009
- [222] W. Pelka: „*Brennstoffzellen-Boot H2-Yacht. Erschließung eines Early Markets*“ Proceedings „WBZU Fachseminar Brennstoffzellen-Kleinantriebe“, 23.02.2006, Ulm
- [223] Hysy Lab: „*HYSYRIDER hybrid hydrogen scooter*“ http://www.hysylab.com/interne/pdf/HYSY_LEAF.pdf, 20.04.2007
- [224] Yamaha: „*Challenges to commercialization of Direct Methanol Fuel Cell-powered motorbikes*“ Proceedings „3rd International Hydrogen and Fuel Cell Expo and Seminar“, 07. - 09.02.2007, Tokio, Japan
- [225] Zemships: „*Technologie - Brennstoffzellentechnologie*“ <http://www.zemships.eu/de/technologie/brennstoffzellentechnologie/index.php>, 31.07.2008
- [226] Zemships: „*Zemships-Newsletter Nr. 1 - 2008/07*“ [http://www.zemships.eu/de/DateienDownloadbereich/ Zemships_Newsletter_Juli_08_deutsch.pdf](http://www.zemships.eu/de/DateienDownloadbereich/Zemships_Newsletter_Juli_08_deutsch.pdf), 31.07.2008

- [227] European Hydrogen and Fuel Cell: „General Assembly Exhibitor Catalogue 2006“
https://www.hfpeurope.org/uploads/1721/2839/HFP_GA06_Exhibition-Catalogue_11OCT2006.pdf, 11.10.2006
- [228] OSHA: „Powered Industrial Trucks - Operator Training“
<http://www.osha.gov/dcsp/ote/trng-materials/ppt/pit-pp97.ppt>, 23.04.2007
- [229] Industrial Truck Association: „Regular Member Products“
<http://www.indtrk.org/products.asp?id=rmp>, 20.04.2007
- [230] Toyota Material Handling Deutschland GmbH: „50 Jahre Toyota Gabelstapler“
[http://www.toyotagabelstapler.de/pdf/50 Jahre Toyota Gabelstapler Broschüre.pdf](http://www.toyotagabelstapler.de/pdf/50%20Jahre%20Toyota%20Gabelstapler%20Brosch%C3%BCre.pdf), Mai 2006
- [231] Toyota Material Handling Deutschland GmbH: „News - Aktuelles - Oktober 2005 - Toyota Brennstoffzellen-Stapler“ http://www.toyotagabelstapler.de/tgd/mm_400/sm_1/art_135, 23.04.2007
- [232] Hydrogenics Corporation: „HyPX Fuel Cell Power Packs“ Prospekt „Hannover Messe 2007“
- [233] Hydrogenics Corporation: „HyPM Fuel Cell Power Products. Success in mobility applications“ Prospekt „Hannover Messe 2007“
- [234] General Hydrogen: „Hydricity Pack“ <http://www.generalhydrogen.com>, 23.04.2007
- [235] N. Pfeiffer: „Gabelstapler mit Brennstoffzelle. Beim Heben gibt's nur Wasserdampf“
Linde Technology - Berichte aus Technik und Wissenschaft, Dezember 2004, S. 20
- [236] H2argemuc: „Wasserstoffprojekt am Flughafen München. Eine erfolgreiche Bilanz“
http://www.h2argemuc.de/download/H2argemuc_Deutsch.pdf, 20.04.2007
- [237] Proton Motor Fuel Cell GmbH: „Weltpremiere für Triple-Hybrid-Stapler: Proton Motor präsentiert nächste Generation von Brennstoffzellen-Hybridfahrzeugen“
http://www.pressrelations.de/new/standard/result_main.cfm?aktion=jour_pm&r=297509, 26.09.2007
- [238] Proton Motor Fuel Cell GmbH: „PM Package. Standardised plug & drive hybrid power solutions for material handling and city buses“ Prospekt „Hannover Messe 2008“
- [239] Proton Motor Fuel Cell GmbH: „PM Turnkey. Customised hybrid power solutions for special OEM requirements“ Prospekt „Hannover Messe 2008“
- [240] B. Riegel, M. Papra: „Battery-Fuel Cell Hybrid for Material Handling Experiences from System Design and the Setting into Operation of the Prototypes“ Vortrag „7th Annual Meeting of the Fuel Cell and Hydrogen Network NRW“, 22.11.2007, Düsseldorf, Deutschland
- [241] M. Papra: „Batterie-Brennstoffzellen-Hybridantrieb für Material Handling/BBH-MH“
Der Verbinder - Firmenzeitschrift der Akkumulatorenwerke Hoppecke, Vol. 43, 2007, S. 20 - 21
- [242] Cellex Power Products Inc.: „Fuel Cell Solutions for Industrial Vehicles“
<http://www.cellexpower.com>, 13.11.2006

- [243] Cellex Power Products Inc.: „Overview“
<http://www.cellexpower.com/Corporate/overview.htm>, 24.04.2007
- [244] C. E. J. Reid, A. J. Corless, D. Leboe, C. Lawrence, K. W. Kratschmar: „Hybrid Power Supply Apparatus for Battery replacement applications“ United States Patent Application US 2004/0245031 A1, Veröffentlichung: 09.12.2004
- [245] C. E. J. Reid, A. J. Corless, D. Leboe, C. Lawrence, K. W. Kratschmar: „Hybrid Power Supply Apparatus for Battery replacement applications“ International Application WO 02/067346 A2, Veröffentlichung: 29.08.2002
- [246] H2 Logic A/S: „Materials Handling“ Prospekt „Hannover Messe 2007“
- [247] H2 Logic A/S: „H2 Logic A/S signs strategic supply agreement with Ballard Power Systems“ http://www.h2logic.com/com/news/H2Logic_PR15012008_INT.pdf, 15.01.2008
- [248] K. Hesse: „Nischenmarkt: Brennstoffzellen in explosionsgeschützten Flurförderzeugen“ Vortrag „Niedersächsisches Brennstoffzellen-Forum 2006“, 21.09.2006, Hannover, Deutschland
- [249] MIAG Fahrzeugbau GmbH: „Brennstoffzellen für explosionsgeschützte Flurförderzeuge“ Prospekt „Hannover Messe 2008“
- [250] P. K. Rao: „Fuel Cells - Why, What, Where and When“ Vortrag „Harvard Human Health and Global Environment Change“, 14.03.2007, Cambridge, USA
- [251] Nuvera Fuel Cells: „Total Power Solution“ <http://www.nuvera.com/products/tps.php>, 24.01.2009
- [252] Nuvera Fuel Cells: „POWERFLOW Fuel Cell Power Module“ Datenblatt, Dezember 2006
- [253] Oorja Protonics: „OorjaPac™1400“ Datenblatt, 27.06.2008
- [254] „Exide to use Ballard fuel cells in forklifts“ Fuel Cells Bulletin, 2007, S. 4
- [255] Ballard Power Systems Inc.: „Mark1020 ACS™“ Datenblatt, September 2006
- [256] Plug Power Inc.: „GenDrive. Fuel Cell Products to Power Lift Trucks“ Datenblatt, April 2008
- [257] Plug Power Inc.: „GenDrive. Fuel Cell Products to Power Pallet Trucks“ Datenblatt, Januar 2008
- [258] H. Lutz, W. Wendt: „Taschenbuch der Regelungstechnik“ 4. korrigierte Auflage, Frankfurt am Main, Verlag Harri Deutsch, 2002, ISBN: 3-8171-1668-3
- [259] M. Weber, M. Pandit: „Positionsregelung im Kraftfahrzeug mittels selbsteinstellendem Kennlinienregler“ VDI-Berichte, Nr. 1282, 1996, S. 357 - 366
- [260] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „Regler“ <http://de.wikipedia.org/wiki/Regler>, 22.01.2009
- [261] M. Heiss: „Kennfelder in der Regelungstechnik“ at - Automatisierungstechnik, Vol. 43, 1995, S. 363 - 367

- [262] H. Kiendl, J. J. Rüger: „Verfahren zum Entwurf und Stabilitätsnachweis von Regelungssystemen mit Fuzzy-Reglern“ at - Automatisierungstechnik, Vol. 41, 1993, S. 138 - 144
- [263] O. Föllinger: „Regelungstechnik. Einführung in die Methoden und ihre Anwendung“ 8. überarbeitete Auflage, Heidelberg, Hüthig Buch Verlag, 1994
- [264] S. Beck, A. Lehmann, J. Martin, R. Mikut: „Modellbildung und Fuzzy-Gelenkpositionsregelung für eine 5-Finger-Roboterhand mit flexiblen Fluidaktoren“ Proceedings „12. Workshop Fuzzy Systeme“, 13. - 15.11.2002, Dortmund, Deutschland
- [265] M. Schmitt, H. Tolle: „Das Assoziativkennfeld - eine lernfähige Standardkomponente für Automobil-Steuergeräte“ ATZ Automobiltechnische Zeitschrift, Vol. 96, 1994, S. 28 - 32
- [266] R. Schernewski: „Modellbasierte Regelung ausgewählter Antriebssystemkomponenten im Kraftfahrzeug“ Dissertation, Universität Karlsruhe, 1999
- [267] H. Stahl: „Ruckfreies Umschalten von Reglerparametern. Optimale Stellsignaldynamik“ Automotive, Vol. 9, 2005, S. 81 - 86
- [268] M. Schmitt: „Untersuchungen zur Realisierung mehrdimensionaler lernfähiger Kennfelder in Großserien-Steuergeräten“ Dissertation, Technische Universität Darmstadt, 1995
- [269] Jungheinrich AG: „ECE 220. Horizontal-Kommissionierer (2000 kg)“ Datenblatt, April 2004
- [270] Verein Deutscher Ingenieure: „Typenblätter für Flurförderzeuge“ VDI-Richtlinien, Nr. 2198, 2002
- [271] LEM: „DC Current transducer DK-B420 B“ Datenblatt, 2007
- [272] Delta Elektronika: „SM6000 - series. 6000 watts DC POWER SUPPLIES“ Datenblatt, August 2005
- [273] Höcherl & Hackl GmbH: „Elektronische Last DS8406“ Datenblatt, August 1999
- [274] D. Möller: „Modellbildung, Simulation und Identifikation dynamischer Systeme“ Berlin, Springer, 1992, ISBN: 3-540-55155-7
- [275] E. Surewaard, M. Tiller: „A Comparison of Different Methods for Battery and Supercapacitor Modeling“ SAE transactions, Vol. 113 (3), 2003, S. 1851 - 1859
- [276] M. Amrhein, P. T. Krein: „Dynamic Simulation for Analysis of Hybrid Electric Vehicle System and Subsystem Interactions, Including Power Electronics“ IEEE Transactions on Vehicular Technology, Vol. 54 (3), 2005, S. 825 - 836
- [277] M. Meiler, O. Schmid, M. Schudy, E. P. Hofer: „Dynamic fuel cell stack model for real-time simulation based on system identification“ Journal of Power Sources, Vol. 176, 2008, S. 523 - 528
- [278] M. Buchholz, V. Krebs: „Dynamic Modelling of a Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell Stack by Nonlinear System Identification“ Fuel Cells, Vol. 7 (5), 2007, S. 392 - 401

-
- [279] U. Krewer, K. Sundmacher: „*Transfer function analysis of the dynamic behaviour of DMFCs: Response to step changes in cell current*” *Journal of Power Sources*, Vol. 154, 2005, S. 153 - 170
- [280] P. Argyropoulos, K. Scott, W. M. Taama: „*The effect of operating conditions on the dynamic response of the direct methanol fuel cell*” *Electrochimica Acta*, Vol. 45, 2000, S. 1983 - 1998
- [281] Z. Qi, A. Kaufman: „*Open circuit voltage and methanol crossover in DMFCs*” *Journal of Power Sources*, Vol. 110, 2002, S. 177 - 185
- [282] S. Pasricha, M. Keppler, S. R. Shaw, M. H. Nehrir: „*Comparison and Identification of Static Electrical Terminal Fuel Cell Models*” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22 (3), 2007, S. 746 - 754
- [283] K. Scott, C. Jackson, P. Argyropoulos: „*A semi empirical model of the direct methanol fuel cell. Part II. Parametric analysis*” *Journal of Power Sources*, Vol. 161, 2006, S. 885 - 892
- [284] Y. Wang, G. Au, E. J. Plichta, J. P. Zheng: „*A semi-empirical method for electrically modeling of fuel cell: Executed on a direct methanol fuel cell*” *Journal of Power Sources*, Vol. 175, 2008, S. 851 - 860
- [285] P. Wingelaar: „*Low-temperature fuel cells operating with contaminated feedstock*” Dissertation, Technische Universität Eindhoven, 2007
- [286] G.-B. Jung, A. Su, C.-H. Tu, F.-B. Weng: „*Effect of Operating Parameters on the DMFC Performance*” *Journal of Fuel Cell Science and Technology*, Vol. 2, 2005, S. 81 - 85
- [287] T. Frey: „*Neuartiges Herstellungsverfahren für Direkt-Methanol-Brennstoffzellen (DMFC) durch definierte Schichtstrukturen*” Dissertation, Universität Ulm, 2007
- [288] Y. S. Kim, B. S. Pivovar: „*The Effect of Methanol Concentration on Membrane Conductivity and Interfacial Resistance in DMFCs*” *Proceedings „206th Meeting of the Electrochemical Society“*, 03. - 08.10.2004, Honolulu, USA
- [289] W. Choi, J. W. Howze, P. Enjeti: „*Development of an equivalent circuit model of a fuel cell to evaluate the effects of inverter ripple current*” *Journal of Power Sources*, Vol. 158, 2006, S. 1324 - 1332
- [290] M. Ordonez, M. T. Iqbal, J. E. Quaicoe: „*Development of a fuel cell simulator based on an experimentally derived model*” *Proceedings „Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 2005“*, 01. - 04.05.2005, Saskatoon, Kanada
- [291] J.-H. Yoo, H.-G. Choi, J.-D. Nam, Y. Lee, C.-H. Chung, E.-S. Lee, J.-K. Lee, S. M. Cho: „*Dynamic behaviour of 5-W direct methanol fuel cell stack*” *Journal of Power Sources*, Vol. 158, 2006, S. 13 - 17
- [292] U. Krewer, H.-K. Yoon, H.-T. Kim: „*Basic model for membrane electrode assembly design for direct methanol fuel cells*” *Journal of Power Sources*, Vol. 175, 2008, S. 760 - 772
- [293] M. A. Rubio, A. Urquia, R. Kuhn, S. Dormido: „*Electrochemical parameter estimation in operating proton membrane fuel cells*” *Journal of Power Sources*, Vol. 183, 2008, S. 118 - 125

- [294] M. A. Danzer, E. P. Hofer: „*Electrochemical parameter identification - An efficient method for fuel cell impedance characterisation*“ Journal of Power Sources, Vol. 183, 2008, S. 55 - 61
- [295] W. H. Zhu, R. U. Payne, R. M. Nelms, B. J. Tatarchuk: „*Equivalent circuit elements for Pspice simulation of PEM stacks at pulse load*“ Journal of Power Sources, Vol. 178, 2008, S. 197 - 206
- [296] S. Yerramalla, A. Davari, A. Feliachi, T. Biswas: „*Modeling and simulation of the dynamic behaviour of a polymer electrolyte membrane fuel cell*“ Journal of Power Sources, Vol. 124, 2003, S. 104 - 113
- [297] Ritter Elektronik GmbH: „*Kurzanleitung für den DMFC Tiefsetzsteller*“ Datenblatt
- [298] Maxim: „*Source Resistance: The Efficiency Killer in DC-DC Converter Circuits*“ http://www.maxim-ic.com/appnotes.cfm/an_pk/3166, 22.04.2004
- [299] M. J. Ogburn, D. J. Nelson, K. Wipke, T. Markel: „*Modeling and Validation of a Fuel Cell Hybrid Vehicle*“ Proceedings „Future Car Congress“, 02. - 06.04.2000, Crystal City, USA
- [300] K. H. Hauer, R. M. Moore: „*Fuel Cell Vehicles Simulation - Part 3: Modeling of Individual Components and Integration into the Overall Vehicle Model*“ Fuel Cells, Vol. 3 (3), 2003, S. 105 - 121
- [301] Ritter Elektronik GmbH: „*Schaltplan Tiefsetzsteller*“ Datenblatt, 31.10.2006
- [302] A. J. Forsyth, S. V. Molloy: „*Modelling and control of DC-DC converters*“ Power Engineering Journal, Vol. 12 (5), 1998, S. 229 - 236
- [303] H. Wolfram: „*Begründung, Entwurf und Realisierung der Informationselektronik/ Regeleinrichtung für eine leistungselektronisches System*“ Diplomarbeit, Technische Universität Chemnitz, 2000
- [304] V. Mladenov: „*Modeling and Simulation of DC/DC Converters*“ Proceedings „XII. International Symposium on Theoretical Electrical Engineering (ISTET 03)“, 06. - 09.07.2003, Warschau, Polen
- [305] D. C. Hamill: „*Power Electronics: A field rich in nonlinear dynamics*“ Proceedings „3rd International Specialist Workshop on Nonlinear Dynamics of Electronic Systems“, 28. - 29.07.1995, Dublin, Irland
- [306] A. Engler: „*Rechnergestützter Regler-Entwurf für einen bidirektionalen DC/DC-Wandler*“ Proceedings „3. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik“, 01. - 02.10.1998, Kassel, Deutschland
- [307] G. W. Wester, R. D. Middlebrook: „*Low-Frequency Characterization of Switched dc-dc Converters*“ IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, Vol. 9 (3), 1973, S. 376 - 385
- [308] J. V. Mierlo, P. Van den Bossche, G. Maggetto: „*Models of energy sources for EV and HEV: fuel cells, batteries, ultracapacitors, flywheels and engine-generators*“ Journal of Power Sources, Vol. 128, 2004, S. 76 - 89
- [309] O. Sielemann: „*EXIDE MAXXIMA Batterie*“ Datenblatt, 06.07.2007
- [310] Batterie-Ecke: „*EXIDE MAXXIMA 900 DC*“ <http://www.batterie-ecke.de>, 11.04.2007

- [311] M. W. Verbrugge, R. Y. Ying: „Energy vs Power Relationship for Lithium Ion Cells over a Broad Range of Temperatures and Power Densities“ Journal of the Electrochemical Society, Vol. 154 (10), 2007, S. A949 - A956
- [312] T. Sanders, M. Thele, H. Walz, D. U. Sauer: „Dokumentationsschrift für die Energiespeichermodelle in MATLAB/Simulink“ 07.12.2007
- [313] D. U. Sauer : „Grundlagen der Impedanzspektroskopie für die Charakterisierung von Batterien“ Impedanzspektroskopie Technische Mitteilungen, Vol. 99 (1/2), 2006, S. 74 - 80
- [314] J. Kowal: „Batteriesimulationstools zur Modellierung der Batteriespeicher in Bordnetzen“ Proceedings „Energiespeicher für Bordnetze und Antriebssysteme“, 30. - 31.01.2008, Haus der Technik - Essen, Deutschland
- [315] J. B. Gerschler, J. Kowal, M. Sander, D. U. Sauer: „High-spatial impedance-based modeling of electrical and thermal behaviour of lithium-ion batteries - A powerful design and analysis tool for battery packs in hybrid electric vehicles“ Proceedings „23rd Electric Vehicle Symposium (EVS 23)“, 02 - 05.12.2007, Anaheim, USA
- [316] S. Buller, E. Karden, D. Kok, R. W. De Doncker: „Modeling the Dynamic Behaviour of Supercapacitors Using Impedance Spectroscopy“ IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 38 (6), 2002, S. 1622 - 1626
- [317] M. Thele, J. Schiffer, D. U. Sauer: „Impedance-Based Modeling Considering the Lead-Acid Battery as an Example“ Impedanzspektroskopie Technische Mitteilungen, Vol. 99 (1/2), 2006, S. 81 - 87
- [318] D. Linzen, M. Thele, J. Schiffer, H. Blanke, D. U. Sauer: „Impedance-based Thermal Modeling for Lithium-Ion, NiMH batteries and Double-Layer Capacitors“ Impedanzspektroskopie Technische Mitteilungen, Vol. 99 (1/2), 2006, S. 221 - 226
- [319] M. Müller, A. Maintz, J. Wilhelm, H. Janssen, D. Stolten: „Brennstoffzellensystem und Verfahren zur Regelung eines Brennstoffzellensystems“ Offenlegungsschrift DE 10 2007 014 616 A1, Veröffentlichung: 25.09.2008
- [320] M. Müller, A. Maintz, J. Wilhelm, H. Janssen, D. Stolten: „Brennstoffzellensystem und Verfahren zur Regelung eines Brennstoffzellensystems“ Offenlegungsschrift DE 10 2007 014 617 A1, Veröffentlichung: 25.09.2008
- [321] R. Steinberger-Wilckens, J. Mergel, A. Glösen, K. Wippermann, I. C. Vinke, P. Batfalsky, M. J. Smith: „Performance degradation and failure mechanisms of fuel cell materials“ Materials for fuel cells, Oktober 2008, S. 425 - 465
- [322] M. Müller: „Betriebsanleitung DMFC-Stack V3.2“ 28.07.2008
- [323] National Instruments: „PID Control Toolset User Manual“ <http://www.ni.com/pdf/manuals/322192a.pdf>, November 2001
- [324] I+ME ACTIA GmbH: „Benutzer-Handbuch Battery Control System“ 02.01.2006
- [325] Jungheinrich AG: „Lastenheft“ 18.08.2006
- [326] Persönliche Mitteilung
- [327] A. Jossen: „Ladung von elektrochemischen Akkumulatoren - Grundlagen, Kennlinien, Alterung“ <http://www.basytec.de/ladung/ladung.html>, 31.07.2006

- [328] M. L. Soria, F. Trinidad, J. M. Lacadena, J. Valenciano, G. Arce: „*Spiral wound valve-regulated lead-acid batteries for hybrid vehicles*” Journal of Power Sources, Vol. 174, 2007, S. 41 - 48
- [329] T. Sanders: „*Batteriesystem und Batteriemangement für ein Hybridsystem mit Direktmethanolbrennstoffzelle*“ Zwischenbericht, 2008
- [330] GAIA Akkumulatorenwerke GmbH: „*Battery Assembly*“ Datenblatt, 2008
- [331] Li-Tec Battery GmbH & Co KG: „*Bedienungsanleitung für Lithium-Ionen Akku 25,2V*“ Datenblatt, 2008
- [332] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „*Gleitender Mittelwert*”
http://de.wikipedia.org/wiki/Gleitender_Mittelwert, 09.11.2007
- [333] Wikipedia - The free encyclopaedia: „*Moving average*”
http://en.wikipedia.org/wiki/Moving_average, 16.12.2007
- [334] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „*Filter mit endlicher Impulsantwort*”
http://de.wikipedia.org/wiki/Filter_mit_endlicher_Impulsantwort, 29.02.2008
- [335] A. Angermann, M. Beuschel, M. Rau, U. Wohlfarth: „*Matlab - Simulink - Stateflow. Grundlagen, Toolboxes, Beispiele*“ 4. überarbeitete Auflage, München, Oldenburg Wissenschaftsverlag, 2005, ISBN: 3-486-57719-0
- [336] Wikipedia - Die freie Enzyklopädie: „*Histogramm*”
<http://de.wikipedia.org/wiki/Histogramm>, 23.01.2008

9.4.2 Abkürzungen, Formelzeichen und Indices

9.4.2.1 Abkürzungen

BMS	Batteriemangementsystem
BZ	Brennstoffzelle
DMFC	Direktmethanol-Brennstoffzelle
DOD	Entladetiefe (engl.: depth of discharge)
ED	Energiedichte
EM	Elektromotor
ESP	Energiespeicher
HE	Hochenergiezellen
HG	Hybridisierungsgrad
HP	Hochleistungszellen
HSS	Hochsetzsteller
HSS/TSS	Hochsetz-/Tiefsetzsteller
IEF-3	Institut für Energieforschung - Brennstoffzellen (FZ Jülich)
ISEA	Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (RWTH)
LD	Leistungsdichte
Li	Lithium
MA	Gleitender Mittelwert (engl.: Moving Average)
MeOH	Methanol
NCA	Nickel-Cobalt-Aluminium
NCM	Nickel-Cobalt-Mangan

NiCd	Nickel-Cadmium Batterie
NiMH	Nickel-Metallhydrid Batterie
PID-Regler	Proportional-Integral-Differential-Regler
PEFC	Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle
pSOC	Teilladezustand (engl.: partial state of charge)
PWM	Pulsweitenmodulation
RG	Regelgröße
SC	Superkondensator (engl.: Supercap)
SOC	Ladezustand der Batterie (engl.: state of charge)
SOH	Gesundheitszustand der Batterie (engl.: state of health)
TSS	Tiefsetzsteller
UHP	Ultra-Hochleistungszellen
VM	Verbrennungsmotor

9.4.2.2 Formelzeichen

a_1	Koeffizient der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [s]
a_2	Koeffizient der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [s ²]
A_{AUS}	Systemmatrix Zustand Schalter AUS [-]
A_{BZ}	Koeffizient der Aktivierungsüberspannung [V]
A_{EIN}	Systemmatrix Zustand Schalter EIN [-]
b_1	Koeffizient der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [$\Omega \cdot s$]
b_2	Koeffizient der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [$\Omega \cdot s^2$]
B_{AUS}	Eingangsmatrix Zustand Schalter AUS [-]
B_{EIN}	Eingangsmatrix Zustand Schalter EIN [-]
C_{AUS}	Ausgangsmatrix Zustand Schalter AUS [-]
C_{aus}	Ausgangskapazität des DC/DC-Wandlers [F]
C_{EIN}	Ausgangsmatrix Zustand Schalter EIN [-]
C_{ein}	Eingangskapazität des DC/DC-Wandlers [F]
C_{MeOH}	Methanolkonzentration [mol/l]
C_N	Kapazität des Superkondensators [F]
K_{Bat}	Kapazität der Batterie [Ah]
$K_{Bat,N}$	Nennkapazität der Batterie [Ah]
$d(t)$	PWM-Signal [-]
D	Tastverhältnis [-]
D_{AUS}	Durchgangsmatrix Zustand Schalter AUS [-]
D_{EIN}	Durchgangsmatrix Zustand Schalter EIN [-]
DOD	Entladetiefe der Batterie [%]
E_{Bat}	Energieinhalt der Batterie [Wh]
$E_{Bremsen}$	gesamte elektrische Energie beim Bremsen [Wh]
E_{BZ}	elektrische Energie der Brennstoffzelle [Wh]
$E_{DCDC,aus}$	aus dem DC/DC-Wandler fließende Energiemenge [Wh]
$E_{DCDC,ein}$	in den DC/DC-Wandler fließende Energiemenge [Wh]
$E_{ESP,Entladen}$	aus dem Energiespeicher beim Entladen entnommene Energie [Wh]
$E_{ESP,Laden}$	dem Energiespeicher beim Laden zugeführte Energie [Wh]
$E_{ESP,Aufheizen}$	Energiebedarf für den Aufheizvorgang [Wh]
$E_{ESP,Defekt}$	Energiebedarf für die Defektphase [Wh]

$E_{ESP,Konstant}$	Energiebedarf für die Konstantfahrt [Wh]
E_{Fahren}	gesamte elektrische Energie beim Fahren [Wh]
E_{MeOH}	zugeführte Energie des Methanols [Wh]
$E_{nutzbar,ESP}$	nutzbare Energiemenge, die in den Energiespeicher geht [Wh]
$E_{nutzbar,Fahren}$	Energiemenge, die zum Fahren genutzt wird [Wh]
$E_{Peripherie}$	benötigte Energie zur Versorgung der Peripherie [Wh]
$E_{Stillstand}$	gesamte elektrische Energie im Stillstand [Wh]
$E_{Verluste,BZ}$	Energiemenge der Brennstoffzellenverluste [Wh]
$E_{Verluste,DCDC}$	Energiemenge der Verluste des DC/DC-Wandlers [Wh]
$E_{Verluste,ESP}$	Energiemenge der Energiespeicherverluste [Wh]
E_{Zyklus}	effektiver Energieverbrauch des Fahrzyklus [Wh]
F	Faraday-Konstante [As/mol]
f_{DCDC}	Schaltfrequenz des DC/DC-Wandlers [Hz]
ΔG	frei Enthalpie [kJ/mol]
ΔH	Reaktionsenthalpie [kJ/mol]
I_0	Austauschstrom der Brennstoffzelle [A]
$I_{Anfahren}$	Anfahrstrom des Fahrzyklus [A]
I_{Bat}	Strom der Batterie [A]
$I_{Bremsen}$	Rückspeisestrom beim Bremsen [A]
I_{BZ}	Strom der Brennstoffzelle [A]
I_{Caus}	Strom der Ausgangskapazität des DC/DC-Wandlers [A]
I_{Cein}	Strom der Eingangskapazität des DC/DC-Wandlers [A]
$I_{DCDC,aus}$	Ausgangsstrom des DC/DC-Wandlers [A]
$I_{DCDC,ein}$	Eingangsstrom des DC/DC-Wandlers [A]
$I_{DCDC,Soll}$	Sollstrom des DC/DC-Wandlers [A]
$I_{Durchschnitt}$	Durchschnittsstrom des Fahrzyklus [A]
$I_{Durchschnitt,entladen}$	Durchschnittsentladestrom bezogen auf die Entladezeit [A]
$I_{Durchschnitt,entladen,gesamt}$	Durchschnittsentladestrom bezogen auf die gesamte Fahrzeit [A]
$I_{Durchschnitt,laden}$	Durchschnittsladestrom bezogen auf die Entladezeit [A]
$I_{Durchschnitt,laden,gesamt}$	Durchschnittsladestrom bezogen auf die gesamte Fahrzeit [A]
I_{ESP}	Strom des Energiespeichers [A]
I_{Fahr}	Strom des Fahrmotors [A]
I_{Heben}	Hebestrom des Fahrzyklus [A]
$I_{Konstant}$	Konstantfahrstrom des Fahrzyklus [A]
I_{Laus}	Strom durch die Ausgangsinduktivität des DC/DC-Wandlers [A]
I_N	Nennstrom [A]
I_n	interner Verluststrom in der Brennstoffzelle [A]
I_S	Schalterstrom des DC/DC-Wandlers [A]
K_0	Verstärkungsfaktor der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [Ω]
K_1	Verstärkungsfaktor der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [Ω]
K_2	Verstärkungsfaktor der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [Ω]
L_{aus}	Ausgangsinduktivität des DC/DC-Wandlers [H]
M_{MeOH}	molare Masse des Methanols [g/mol]
\dot{m}_{MeOH}^{gesamt}	gesamter Methanolmassenstrom [kg/s]
$\dot{m}_{MeOH}^{Reaktion}$	Methanolmassenstrom der Anodenreaktion [kg/s]

p	Peukert-Koeffizient [-]
$P_{Anfahren}$	Anfahrleistung des Fahrzyklus [W]
P_{Bat}	Leistung der Batterie [W]
$P_{Bremsen}$	Rückspeiseleistung beim Bremsen [W]
P_{BZ}	Leistung der Brennstoffzelle [W]
$P_{DCDC,aus}$	Ausgangsleistung des DC/DC-Wandlers [W]
$P_{DCDC,ein}$	Eingangsleistung des DC/DC-Wandlers [W]
$P_{Durchschnitt}$	Durchschnittsleistung des Fahrzyklus [W]
P_{ESP}	Leistung des Energiespeichers [W]
P_{Fahr}	Leistung des Fahrmotors [W]
$P_{Fahrzeug}$	Traktionsleistung des Fahrzeugs [W]
P_{Heben}	Hebeleistung des Fahrzyklus [W]
$P_{Konstant}$	Konstantfahrleistung des Fahrzyklus [W]
$P_{Konstant,Entladen}$	maximale konstante Entladeleistung [W]
$P_{Konstant,Laden}$	maximale konstante Ladeleistung [W]
P_{MeOH}	zugeführte Methanolleistung [W]
$P_{Peak,Entladen}$	maximale Peakleistung beim Entladen [W]
$P_{Peak,Laden}$	maximale Peakleistung beim Laden [W]
$P_{Peripherie}$	Leistungsverbrauch der Peripherie [W]
$P_{Stillstand}$	Leistungsverbrauch im Stillstand [W]
R	Gaskonstante [J/mol·K]
R_{Bat}	Innenwiderstand der Batterie [Ω]
$R_{Bat,entladen}$	Entladewiderstand der Batterie [Ω]
$R_{Bat,laden}$	Ladewiderstand der Batterie [Ω]
R_{BZ}	konstanter Innenwiderstand der Brennstoffzelle [Ω]
$R_{BZ,var}$	variabler Innenwiderstand der Brennstoffzelle [Ω]
SOC	Ladezustand der Batterie [%]
Δ SOC	nutzbarer Kapazitätsbereich der Batterie [%]
SOH	Gesundheitszustand der Batterie [%]
T_1	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [s]
T_2	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion $Z_{BZ,dyn}(s)$ [s]
$t_{Anfahren}$	gesamte Anfahrdauer des Fahrzyklus [s]
$t_{Aufheizen}$	Dauer der Aufheizphase [s]
T_{aus}	Dauer Schalter geöffnet am DC/DC-Wandler [s]
T_{Bat}	Temperatur der Batterie [$^{\circ}$ C]
$t_{Bremsen}$	gesamte Bremsdauer des Fahrzyklus [s]
T_{BZ}	Temperatur der Brennstoffzelle [$^{\circ}$ C]
t_{Defekt}	Dauer der Defektphase [s]
T_{ein}	Dauer Schalter geschlossen am DC/DC-Wandler [s]
t_{Fahren}	gesamte Fahrdauer des Fahrzyklus [s]
$t_{Konstant}$	Dauer der Konstantfahrt [s]
t_{Pause1}	Dauer der ersten Pause beim VDI-Zyklus [s]
t_{Pause2}	Dauer der zweiten Pause beim VDI-Zyklus [s]
T_{Schalt}	Schaltdauer des DC/DC-Wandlers [s]
$t_{Stillstand}$	gesamte Stillstandsdauer [s]
u	Nutzungsgrad der Brennstoffzelle [-]

U_0	Standardpotential der Brennstoffzelle [V]
U_{00}	Nernstspannung der Brennstoffzelle [V]
$U_{\text{Anfahren,min}}$	minimale Spannung beim Anfahren [V]
$U_{\text{Bat,00}}$	Leerlaufspannung der Batterie [V]
U_{Bat}	Spannung der Batterie [V]
$U_{\text{Bremsen,max}}$	maximale Spannung beim Bremsen [V]
$U_{\text{BZ,00}}$	Leerlaufspannung der Brennstoffzelle [V]
U_{BZ}	Spannung der Brennstoffzelle [V]
$U_{\text{BZ,dyn}}$	dynamischer Spannungsanteil der Brennstoffzelle [V]
$U_{\text{DCDC,aus}}$	Ausgangsspannung des DC/DC-Wandlers [V]
$U_{\text{DCDC,ein}}$	Eingangsspannung des DC/DC-Wandlers [V]
U_{ESP}	Spannung des Energiespeichers [V]
U_{Fahr}	Spannung am Fahrmotor [V]
$U_{\text{Grenze,oben}}$	Spannungsobergrenze für den Energiespeicher [V]
$U_{\text{Grenze,unten}}$	Spannungsuntergrenze für den Energiespeicher [V]
U_H	Heizwertspannung der Brennstoffzelle [V]
U_{Laus}	Spannung der Ausgangsinduktivität des DC/DC-Wandlers [V]
\ddot{U}_{DCDC}	Spannungsverhältnis des DC/DC-Wandlers [-]
\dot{V}_{Luft}	Luftvolumenstrom [m ³ /s]
$Z_{\text{BZ,dyn}}$	dynamische Übertragungsfunktion [Ω]
η_{Ah}	coulombscher Wirkungsgrad des Energiespeichers [-]
η_{Akt}	Aktivierungsüberspannung der Brennstoffzelle [V]
η_{BZ}	Brennstoffzellenwirkungsgrad [-]
η_{DCDC}	Wirkungsgrad des DC/DC-Wandlers [-]
η_{ESP}	Wirkungsgrad des Energiespeichers [-]
$\eta_{\text{ESP,E}}$	Entladewirkungsgrad des Energiespeichers [-]
$\eta_{\text{ESP,L}}$	Ladewirkungsgrad des Energiespeichers [-]
η_{ges}	Gesamtsystemwirkungsgrad [-]
$\eta_{\text{ges,el}}$	elektrischer Gesamtsystemwirkungsgrad [-]
η_{Ohm}	Ohmsche Überspannung der Brennstoffzelle [V]
η_{Konz}	Konzentrationsüberspannung der Brennstoffzelle [V]
η_{Peri}	Peripheriewirkungsgrad [-]
η_{th}	thermodynamischer Wirkungsgrad der Brennstoffzelle [-]
η_U	Spannungswirkungsgrad der Brennstoffzelle [-]
η_{Wh}	Energiewirkungsgrad des Energiespeichers [-]

9.4.2.3 Indizes

aus	Ausgang
BZ	Brennstoffzelle
DCDC	DC/DC-Wandler
dyn	dynamisch
ein	Eingang
ESP	Energiespeicher
Ist	Istwert
gesamt	Gesamt

max	maximaler Wert
MeOH	Methanol
Messung	Messwert
min	minimaler Wert
N	Nenn
nutzbar	nutzbarer Anteil
SC	Superkondensator (engl.: Supercap)
Simulation	Simulationswert
stat	stationär
Soll	Sollwert

9.4.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Verwendung des Begriffs Hybrid [6] [7].....	5
Tabelle 2.2:	Unterschiede zwischen seriellen und parallelen Hybriden	6
Tabelle 2.3:	Vor- und Nachteile eines Brennstoffzellenhybrides.....	9
Tabelle 2.4:	Traktions-, Brennstoffzellen- und Energiespeicherleistung	10
Tabelle 2.5:	Hybridisierungsgrade für Brennstoffzellenfahrzeug und Hybrid-Fahrzeug ..	10
Tabelle 2.6:	Alterungsprozesse bei der Bleibatterie	20
Tabelle 2.7:	Hochstromfähigkeit in Abhängigkeit des Kathodenmaterials [63].....	22
Tabelle 2.8:	Vergleich der Kathodenmaterialien [64].....	22
Tabelle 2.9:	Spezifische Energie und Leistung für HE- und HP-Zellen [70]	25
Tabelle 2.10:	Vergleich der Energiespeichertechnologien.....	31
Tabelle 2.11:	Kostenübersicht Energiespeicher	33
Tabelle 2.12:	Aktuelle Kosten und Kostenziele für Lithium-Ionen- und NiMH-Batterien...	33
Tabelle 2.13:	Herstellerübersicht Energiespeicher	35
Tabelle 2.14:	Technikübersicht Batteriemanagementsysteme	36
Tabelle 2.15:	Literaturübersicht Hybridisierungskonzepte	45
Tabelle 2.16:	Technikübersicht Brennstoffzellenhybride (Automobil)	48
Tabelle 2.17:	Technikübersicht Brennstoffzellenhybride (Sonstige)	49
Tabelle 2.18:	Technikübersicht Flurförderfahrzeuge mit Brennstoffzelle	50
Tabelle 2.19:	Vergleich von Regelung und Steuerung	52
Tabelle 2.20:	Vergleich PID-Regler und Kennfeldregelung	54
Tabelle 3.1:	Maximale Ströme und Peakdauer (Anfahren, Konstantfahrt, Bremsen).....	56
Tabelle 3.2:	Maximale Ströme und maximale Dauer (Heben)	56
Tabelle 3.3:	Phasen des angenäherten Arbeitsspiels.....	59
Tabelle 3.4:	Strom, Spannung und Leistung für 2 t Beladung	59
Tabelle 3.5:	Parametervariation VDI-Zyklus (maximale Leistung der Konstantfahrt)	59
Tabelle 3.6:	Parametervariation VDI-Zyklus (Variation der Konstantfahrt).....	60
Tabelle 3.7:	Durchschnittsleistungen Tag 1 bis Tag 4	63
Tabelle 3.8:	Maximum, Mittelwert und Minimum von Durchschnittsleistung und Dauer.....	66
Tabelle 3.9:	Farbliche Zuordnung der Zeitdauern	67
Tabelle 3.10:	Vergleich Standardblock mit minimalem und maximalem Block	68
Tabelle 3.11:	Vergleich angenäherter charakteristischer Kommissionierbetrieb mit VDI-Zyklus und Standardblock	72
Tabelle 4.1:	Realisierung Fahrprofil und DMFC	76
Tabelle 4.2:	Gewählte Komponenten zur Nachbildung von Fahrprofil und DMFC	77

Tabelle 4.3:	Mess- und Steuergrößen am Teststand.....	77
Tabelle 4.4:	Ein- und Ausgänge für Submodelle	80
Tabelle 4.5:	Vergleich stationäre und dynamische Modelle.....	82
Tabelle 4.6:	Approximationsfunktionen für die Überspannungen	84
Tabelle 4.7:	Parameter der approximierten Funktion.....	86
Tabelle 4.8:	Modellierungsarten und abgebildete Prozesse	89
Tabelle 4.9:	Startwerte Parameteridentifikation (Stromsprung 0 A auf 5 A).....	91
Tabelle 4.10:	Ergebnisse Parameteridentifikation (Stromsprung 0 A auf 5 A)	92
Tabelle 4.11:	Literaturübersicht Wirkungsgradabhängigkeiten DC/DC-Wandler.....	96
Tabelle 4.12:	Literaturübersicht State-Space-Averaging-Methode für den TSS	101
Tabelle 4.13:	Leerlaufspannung und Wechselstromwiderstand einer Bleibatterie	105
Tabelle 4.14:	Entlade- und Ladewiderstand einer Bleibatterie (12 V-Block)	106
Tabelle 4.15:	Kapazitäten, Entladeströme und Entladezeiten einer Bleibatterie	106
Tabelle 4.16:	Vergleich SOC-Berechnungen stationäres Modell Batterie.....	108
Tabelle 5.1:	Anzahl möglicher Schaltungsvarianten.....	114
Tabelle 5.2:	Übersicht Schaltungsvarianten Brennstoffzellenhybride	115
Tabelle 5.3:	Energiemengen und Zeiten für den angenäherten Kommissionierbetrieb.....	117
Tabelle 5.4:	benötigte Brennstoffzellenleistung der vier Grundtypen.....	118
Tabelle 5.5:	Gesamtsystemwirkungsgrade der vier Grundtypen	119
Tabelle 5.6:	Wirkungsgrade Energiespeichereinheiten	121
Tabelle 5.7:	Parametervariation Zweipunktregelung	128
Tabelle 5.8:	Maximum, Minimum und Schwankungsbreite.....	135
Tabelle 5.9:	Stromänderungsgeschwindigkeiten bei direkter und indirekter Kopplung	136
Tabelle 5.10:	Energiemengen und Zeiten für den Standardblock.....	139
Tabelle 5.11:	Parametervariation (η_{Peri} , mit und ohne Bremsenergieerückspeisung).....	140
Tabelle 5.12:	Betriebszustände des Systems	141
Tabelle 5.13:	Benötigte nutzbare Energiemenge für verschiedene Konstantfahrten	143
Tabelle 5.14:	maximale Peak- und Konstantleistung des Energiespeichers.....	144
Tabelle 6.1:	Kenndaten der Bleibatterie [106] [107]	148
Tabelle 6.2:	Kapazitätstests (Bleibatterie).....	148
Tabelle 6.3:	Arbeitsbereichsgrenzen (Bleibatterie).....	151
Tabelle 6.4:	Kapazitätsbereich und nutzbare Batteriekapazität (Bleibatterie)	151
Tabelle 6.5:	entnehmbare Energiemenge und Fahrdauer (Bleibatterie)	152
Tabelle 6.6:	Abschätzung Betriebsdauer für 1400 Nennkapazitätsdurchsätze	156
Tabelle 6.7:	Energiedichte, Leistungsdichte und Volumen Gesamtmodul	159
Tabelle 6.8:	Batteriespezifikation für Herstelleranfrage	160
Tabelle 6.9:	Zellspezifikation Lithiumbatterien [71] [72].....	160
Tabelle 6.10:	Kenndaten Lithiumbatterien [330] [331]	161
Tabelle 6.11:	Energieinhalt und maximale Leistung der Energiespeicher	162
Tabelle 6.12:	Kapazitätstests (Lithiumbatterien).....	163
Tabelle 6.13:	Spannungsobergrenze und -untergrenze (Lithiumbatterien).....	163
Tabelle 6.14:	Arbeitsbereichsgrenzen (Lithiumbatterien)	165
Tabelle 6.15:	Kapazitätsbereich und nutzbare Batteriekapazität (Lithiumbatterien).....	165
Tabelle 6.16:	entnehmbare Energiemenge und Fahrdauer (Lithiumbatterien).....	165
Tabelle 6.17:	Bewertungsmatrix Charakterisierung der Energiespeicher	168
Tabelle 7.1:	Überblick Gesamtsystem.....	169

Tabelle 7.2:	Start- und Endwert Leerlaufspannung und Ladezustand (Langzeittest) ...	170
Tabelle 7.3:	Energieverluste (Langzeittest)	173

9.4.4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Gliederung der Arbeit.....	3
Abbildung 2.1: Serieller (a) und paralleler (b) Hybridantrieb (nach [10]).....	7
Abbildung 2.2: Serieller (a) und paralleler (b) Brennstoffzellenhybrid.....	8
Abbildung 2.3: U-I-Kennlinie einer Brennstoffzelle.....	13
Abbildung 2.4: Verfahrenstechnischer Aufbau eines DMFC-Systems.....	14
Abbildung 2.5: Schematischer Aufbau einer Bleibatterie (nach [46]).....	17
Abbildung 2.6: Schematischer Aufbau Gitterplatte (a) und Panzerplatte (b) (Quelle: [44])	19
Abbildung 2.7: Aufbau einer Wickelzelle (Quelle: [50])	19
Abbildung 2.8: Zyklenlebensdauer in Abhängigkeit des SOC (nach [57])	21
Abbildung 2.9: Klassifizierung von Lithiumbatterien (nach [59])	22
Abbildung 2.10: Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle (Quelle: [68]).....	24
Abbildung 2.11: Rundzelle (a) und Flachzelle (b) (Quelle: [71] [72])	24
Abbildung 2.12: Aufbau und Reaktionen einer NiMH (Quelle: [80])	27
Abbildung 2.13: Zylindrische (a) und prismatische (b) NiMH-Zellen (Quelle: [81])	28
Abbildung 2.14: Aufbau eines Superkondensators (Quelle: [89]).....	29
Abbildung 2.15: Speicherprinzip Superkondensator (Quelle: [90]).....	30
Abbildung 2.16: Ragone-Diagramm (nach [69]).....	32
Abbildung 2.17: Nennkapazitätsdurchsätze in Abhängigkeit der Zyklientiefe (Quelle: [98]) ...	33
Abbildung 2.18: Ragone-Diagramm Technikübersicht Energiespeicher	36
Abbildung 2.19: Direkte Kopplung von Brennstoffzelle und Energiespeicher	38
Abbildung 2.20: Indirekte Kopplung von Brennstoffzelle und Energiespeicher.....	38
Abbildung 2.21: Ersatzschaltbild eines Tiefsetzstellers.....	39
Abbildung 2.22: Ersatzschaltbild Zustand Schalter ein (a) und Schalter aus (b)	39
Abbildung 2.23: Spannungsverlauf und Stromverlauf eines Tiefsetzstellers	41
Abbildung 2.24: Ersatzschaltbild eines Hochsetzstellers	41
Abbildung 2.25: Ersatzschaltbild eines Tiefsetz-/Hochsetzstellers.....	42
Abbildung 2.26: Arbeitsbereiche eines Tiefsetz-/Hochsetzstellers	43
Abbildung 2.27: Ersatzschaltbild eines Vierquadrantenstellers.....	44
Abbildung 2.28: Arbeitsbereiche eines Vierquadrantenstellers	44
Abbildung 2.29: Ersatzschaltbilder für Quadrant I (a) und Quadrant II (b).....	45
Abbildung 2.30: Schaltungskonzepte für Brennstoffzellenhybride.....	47
Abbildung 2.31: Klassen von Flurförderfahrzeugen (Quelle: [229]).....	49
Abbildung 2.32: Blockdiagramm Regelung (a) und Steuerung (b)	51
Abbildung 2.33: Regleransätze für nichtlineare Regelstrecke (nach [259])	52
Abbildung 2.34: Regelkreis mit Kennfeldregler	53
Abbildung 2.35: Rasterkennfeld (a) und Assoziativkennfeld (b) (Quelle: [265]).....	54
Abbildung 3.1: Anfahrpeak, Konstantfahrt und Bremspeak für 1 t Beladung.....	56
Abbildung 3.2: Hebepeak und Heben für 0 t Beladung	57
Abbildung 3.3: Arbeitsspiel VDI-Zyklus (nach [270])	57
Abbildung 3.4: Parametervariation VDI-Zyklus (Variation 1)	60
Abbildung 3.5: Parametervariation VDI-Zyklus (Variation 2 und Variation 3)	60
Abbildung 3.6: Einsatzfall Kommissionierbetrieb	61

Abbildung 3.7: Verlauf Strom, Spannung und Leistung (Tag 1 und Tag 2)	63
Abbildung 3.8: Verlauf Strom, Spannung und Leistung (Tag 3 und Tag 4)	63
Abbildung 3.9: Histogramm Leistung (Tag 2).....	64
Abbildung 3.10: Anteil Fahren, Bremsen und Stillstand (Tag 2).....	64
Abbildung 3.11: Gleitender Mittelwert 3 min über aktueller Fahrleistung (Tag 1)	65
Abbildung 3.12: Extrahierte Blöcke mit klassischem Kommissionierbetrieb (Tag 1).....	66
Abbildung 3.13: Analyse der Blöcke: Durchschnittsleistung und Dauer	66
Abbildung 3.14: Histogramm der Durchschnittsleistung und der Dauer	67
Abbildung 3.15: Blöcke nach aufsteigender Durchschnittsleistung sortiert.....	67
Abbildung 3.16: Histogramme Leistungen (Block 1, Block 41 und Block 39)	69
Abbildung 3.17: Vergleich Leistungsprofil Block 39 und Block 41	70
Abbildung 3.18: Angenäherter charakteristischer Kommissionierbetrieb	71
Abbildung 3.19: Histogramme angenäherter charakteristischer Kommissionierbetrieb, VDI-Zyklus und Standardblock	72
Abbildung 4.1: Instrumente zur Systemanalyse	75
Abbildung 4.2: Realisierung des Teststands (Hardware)	77
Abbildung 4.3: Teststand mit Schaltschrank und Leitrechner	78
Abbildung 4.4: Beispielhafte Realisierung im Teststand	78
Abbildung 4.5: Aufbau Gesamtsystemmodell in Simulink	80
Abbildung 4.6: Kausales (a) und nicht kausales (b) Modell eines ohmschen Widerstandes ..	81
Abbildung 4.7: Stromsprünge und Spannungsverlauf einer DMFC (0,4 mol/l)	83
Abbildung 4.8: Kennfeld einer DMFC	84
Abbildung 4.9: Vergleich Approximation und Messwerte (0,4 mol/l).....	85
Abbildung 4.10: Kennfeld variabler ohmscher Widerstand.....	87
Abbildung 4.11: Stationäres Ersatzschaltbild einer DMFC	87
Abbildung 4.12: Wirkungsgradkennfeld	87
Abbildung 4.13: Vergleich stationäres Modell mit Messungen (0 A → 5 A, 0,4 mol/l)	88
Abbildung 4.14: Dynamisches Ersatzschaltbild einer DMFC	89
Abbildung 4.15: Zeitlicher Verlauf Einzeltermen und Gesamtspannungsdifferenz (0,4 mol/l) ..	91
Abbildung 4.16: Vergleich dynamisches Modell mit Messungen (0 A → 5 A, 0,4 mol/l)	93
Abbildung 4.17: Simulation U-I-Kennlinien (0,4 mol/l).....	93
Abbildung 4.18: Messwerte DC/DC-Wandler.....	95
Abbildung 4.19: Wirkungsgradkennfeldschar DC/DC-Wandler	95
Abbildung 4.20: Wirkungsgradkennfeld DC/DC-Wandler ($U_{DCDC, ein}=40\text{ V}$)	96
Abbildung 4.21: Ersatzschaltbild DC/DC-Wandler (Tiefsetzsteller) (nach [301])	97
Abbildung 4.22: Ersatzschaltbild Schalter EIN (a) und Schalter AUS (b)	98
Abbildung 4.23: Ein- und Ausgangsströme (PWM-Modell)	102
Abbildung 4.24: Vergleich PWM-Modell und Mittelwert-Modell	102
Abbildung 4.25: Stationäres Ersatzschaltbild einer Batterie (nach [308])	103
Abbildung 4.26: relative Abweichung von simulierten und gemessenen Werten.....	107
Abbildung 4.27: Entlade- und Ladewiderstand ermittelt aus Messungen (12 V-Block).....	108
Abbildung 4.28: relative Abweichung (Entlade- und Ladewiderstand aus Messungen).....	108
Abbildung 4.29: Dynamisches Ersatzschaltbild einer Batterie (nach [311]).....	109
Abbildung 4.30: Nyquist-Diagramm und Ersatzschaltbild (Quelle: [315])	109
Abbildung 5.1: Übersicht Schaltungskonzepte serieller Brennstoffzellenhybrid	112
Abbildung 5.2: Grundtypen Brennstoffzellenhybride	113

Abbildung 5.3: Matrix Schaltungsvarianten Brennstoffzellenhybrid	113
Abbildung 5.4: Energiebilanz Fahrprofil	116
Abbildung 5.5: Energieflussdiagramm für Grundtyp 1.0	118
Abbildung 5.6: Grundtypen 1.0 und 1.1 (a) mit Realisierung der Energiespeichereinheit.....	120
Abbildung 5.7: Basisregelungskonzept des DMFC-Hybridsystems.....	123
Abbildung 5.8: Indirekte Kopplung mit Mess-, Regel- und Stellgrößen	123
Abbildung 5.9: Ablaufdiagramm der Kennfeldregelung	123
Abbildung 5.10: Ladezustand der Batterie (SOC-Regelung).....	125
Abbildung 5.11: Ein- und Ausgangsspannung des DC/DC-Wandlers (P-Regelung)	126
Abbildung 5.12: Spannung, Strom und Leistung der Batterie (U-Regelung)	127
Abbildung 5.13: Leistung der Brennstoffzelle (Zweipunktregelung)	129
Abbildung 5.14: Leistung der Brennstoffzelle (PID-Regelung)	129
Abbildung 5.15: Histogramme des Brennstoffzellenstroms (Zweipunktregelung).....	130
Abbildung 5.16: Histogramme des Brennstoffzellenstroms (PID-Regelung)	131
Abbildung 5.17: Ströme und Spannungen des DC/DC-Wandlers (Kaskadenregelung)	132
Abbildung 5.18: Verlauf der Regelgröße beim Aufheizen (Kaskadenregelung).....	133
Abbildung 5.19: Verlauf der Leistungen beim Aufheizen (Kaskadenregelung).....	133
Abbildung 5.20: Spannung, Strom und Leistung der Brennstoffzelle	134
Abbildung 5.21: Histogramm Brennstoffzellenstrom	135
Abbildung 5.22: Anstieg und Abfall des Brennstoffzellenstromes	136
Abbildung 5.23: Strom- und Spannungswelligkeit der Brennstoffzelle ($f_{\text{DCDC}}=60$ kHz).....	137
Abbildung 5.24: Strom- und Spannungswelligkeit der Brennstoffzelle ($f_{\text{DCDC}}=200$ kHz).....	138
Abbildung 5.25: Abhängigkeit der Brennstoffzellenleistung von η_{DCDC} und η_{ESP}	139
Abbildung 5.26: Abhängigkeit der benötigten Energiemenge von t_{konstant} und $t_{\text{Aufheizen}}$	142
Abbildung 6.1: Ablaufdiagramm Versuchsprogramm.....	145
Abbildung 6.2: zusammengesetztes realistisches Fahrprofil.....	146
Abbildung 6.3: Kapazitätstests (Bleibatterie)	149
Abbildung 6.4: Spannungsverlauf Spannungsgrenzentest (Bleibatterie).....	150
Abbildung 6.5: Spannungsgrenzen $U_{\text{Bremsen,max}}$ und $U_{\text{Anfahren,min}}$ (Bleibatterie).....	150
Abbildung 6.6: Temperaturmessstellen (Bleibatterie)	153
Abbildung 6.7: Kühlung (Bleibatterie)	153
Abbildung 6.8: Temperaturverlauf Regelung (Bleibatterie)	153
Abbildung 6.9: Temperaturverlauf Langzeittest (Bleibatterie)	154
Abbildung 6.10: Testzyklen Alterungstests	155
Abbildung 6.11: Ergebnisse Alterungsuntersuchungen (Bleibatterie).....	155
Abbildung 6.12: Ragone-Diagramm mit Auslegungsgrenzen.....	158
Abbildung 6.13: Energie- und Leistungsdichte der Energiespeicher	162
Abbildung 6.14: Kapazitätstests (Lithiumbatterien)	163
Abbildung 6.15: Spannungsgrenzen $U_{\text{Bremsen,max}}$ und $U_{\text{Anfahren,min}}$ (Lithiumbatterie A).....	164
Abbildung 6.16: Spannungsgrenzen $U_{\text{Bremsen,max}}$ und $U_{\text{Anfahren,min}}$ (Lithiumbatterie B).....	165
Abbildung 6.17: Temperaturverlauf Regelung und Stillstand (Lithiumbatterie B)	166
Abbildung 6.18: Temperaturverlauf Regelung (Lithiumbatterie A).....	167
Abbildung 7.1: Spannung, Strom und Leistung der Batterie (Langzeittest)	170
Abbildung 7.2: Spannung, Strom und Leistung der Brennstoffzelle (Langzeittest).....	170
Abbildung 7.3: Kapazitätstest Start und nach 400 h Betriebsdauer (Lithiumbatterie)	171
Abbildung 7.4: Energieflussdiagramm (Langzeittest).....	172

Abbildung 7.5: Wirkungsgrade (Langzeittest)	173
Abbildung 7.6: Einfluss Bremsenergieerückspeisung (1: mit, 2: ohne) (Simulation).....	174
Abbildung 9.1: Aufbau stationäres Modell einer DMFC in Simulink	184
Abbildung 9.2: Aufbau dynamisches Modell einer DMFC in Simulink	184
Abbildung 9.3: Aufbau stationäres Modell eines DC/DC-Wandlers in Simulink.....	185
Abbildung 9.4: Mittelwert- (a) und PWM-Modell (b) eines DC/DC-Wandlers in Simulink.....	185
Abbildung 9.5: Aufbau stationäres Modell einer Batterie in Simulink.....	186
Abbildung 9.6: Aufbau des Fahrprofilmodells in Simulink	186
Abbildung 9.7: Schaltungsvariante BZ-Hybrid Gruppe 2.0.....	187
Abbildung 9.8: Schaltungsvarianten BZ-Hybrid Gruppe 2.1	187
Abbildung 9.9: Schaltungsvarianten BZ-Hybrid Gruppe 2.2.....	188
Abbildung 9.10: Schaltungsvarianten BZ-Hybrid Gruppe 2.3.....	189

9.5 Danksagung

Die vorliegende Dissertation ist während meiner Tätigkeit am Institut für Energieforschung – Brennstoffzellen (IEF-3) im Forschungszentrum Jülich entstanden. Für die finanzielle Unterstützung und die hervorragenden Arbeitsbedingungen bin ich sehr dankbar.

Meinem Doktorvater und Institutsleiter des IEF-3 Herrn Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten danke ich für das spannende Dissertationsthema, die fachliche Betreuung und die Möglichkeit, dass ich diese Arbeit am IEF-3 durchführen konnte.

Herrn Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer (ISEA, RWTH Aachen) und Herrn Prof. Dr.-Ing. Dirk Abel (IRT, RWTH Aachen) danke ich für die Übernahme des Koreferats beziehungsweise des Prüfungsvorsitzes.

Ganz besonders möchte ich meinem Betreuer und Gruppenleiter Herrn Dr.-Ing. Holger Janßen danken. Er stand mir immer mit Rat und Tat zur Seite und hat mir in vielen fachlichen Diskussionen neue Impulse gegeben. Seine Unterstützung hat wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Meinen Kollegen aus der Systemgruppe Herrn Michael Hehemann und Herrn Walter Zwaygardt danke ich für ihre Unterstützung und die freundliche Arbeitsatmosphäre.

Herrn Julian Zach danke ich für seine Unterstützung. Er hat während seines Praktikums und seiner Diplomarbeit viele Stunden am Teststand verbracht und somit zum Gelingen der Messungen beigetragen.

Außerdem möchte ich an dieser Stelle meinem ehemaligem Abteilungsleiter Herrn Prof. Ludger Blum und meinem Projektleiter und aktuellem Abteilungsleiter Herrn Dipl.-Ing. Jürgen Mergel für ihre vielseitige und umsichtige Unterstützung danken.

Meinen Kollegen am IEF-3 danke ich für die freundliche und hilfsbereite Arbeitsatmosphäre sowie deren Unterstützung. Insbesondere den Kollegen aus der mechanischen und elektrischen Werkstatt möchte ich für ihre stets schnelle Hilfe danken.

Meinen Promotionskollegen am IEF-3 danke ich für die angenehme Zeit und die gegenseitige Hilfeleistung.

Meiner Familie möchte ich von ganzem Herzen danken, dass sie immer für mich da waren und mich immer unterstützt und gefördert haben. Ohne sie wäre es nicht möglich gewesen, dieses Ziel zu erreichen.

9.6 Lebenslauf

Persönliche Daten:

Name: Jörg Christoph Wilhelm
Geburtsdatum: 02.04.1979
Geburtsort: Würzburg

Schulausbildung:

09/1985 – 07/1990 Volks- und Hauptschule Memmingen-Amendingen
09/1990 – 06/1999 Bernhard-Strigel-Gymnasium Memmingen, Abschluss: Abitur

Wehrdienst:

07/1999 – 04/2000 Elektronikstaffel JaboG34 Memmingerberg

Hochschulbildung:

10/2000 – 11/2005 Studium an der Universität Ulm
Fachrichtung: Elektrotechnik
Vertiefungsrichtung: Automatisierungs- und Energietechnik
Diplomarbeit: Modellierung, Identifikation und Regelung der
kathodenseitigen Gaszufuhr einer PEM-Brennstoffzelle
Abschluss: Diplom-Ingenieur
02/2006 – 01/2009 Anfertigung der vorliegenden Dissertation am Institut für Energie-
forschung – Brennstoffzellen (IEF-3) im Forschungszentrum Jülich
04/2010 mündliche Promotionsprüfung

Berufspraxis:

seit 02/2006 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieforschung –
Brennstoffzellen (IEF-3) im Forschungszentrum Jülich

1. **Einsatz von multispektralen Satellitenbilddaten in der Wasserhaushalts- und Stoffstrommodellierung – dargestellt am Beispiel des Rureinzugsgebietes**
von C. Montzka (2008), XX, 238 Seiten
ISBN: 978-3-89336-508-1
2. **Ozone Production in the Atmosphere Simulation Chamber SAPHIR**
by C. A. Richter (2008), XIV, 147 pages
ISBN: 978-3-89336-513-5
3. **Entwicklung neuer Schutz- und Kontaktierungsschichten für Hochtemperatur-Brennstoffzellen**
von T. Kiefer (2008), 138 Seiten
ISBN: 978-3-89336-514-2
4. **Optimierung der Reflektivität keramischer Wärmedämmschichten aus Yttrium-teilstabilisiertem Zirkoniumdioxid für den Einsatz auf metallischen Komponenten in Gasturbinen**
von A. Stuke (2008), X, 201 Seiten
ISBN: 978-3-89336-515-9
5. **Lichtstreuende Oberflächen, Schichten und Schichtsysteme zur Verbesserung der Lichteinkopplung in Silizium-Dünnschichtsolarzellen**
von M. Berginski (2008), XV, 171 Seiten
ISBN: 978-3-89336-516-6
6. **Politiksznarien für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030**
hrsg.von P. Markewitz, F. Chr. Matthes (2008), 376 Seiten
ISBN 978-3-89336-518-0
7. **Untersuchungen zum Verschmutzungsverhalten rheinischer Braunkohlen in Kohledampferzeugern**
von A. Schlüter (2008), 164 Seiten
ISBN 978-3-89336-524-1
8. **Inorganic Microporous Membranes for Gas Separation in Fossil Fuel Power Plants**
by G. van der Donk (2008), VI, 120 pages
ISBN: 978-3-89336-525-8
9. **Sinterung von Zirkoniumdioxid-Elektrolyten im Mehrlagenverbund der oxidkeramischen Brennstoffzelle (SOFC)**
von R. Mücke (2008), VI, 165 Seiten
ISBN: 978-3-89336-529-6
10. **Safety Considerations on Liquid Hydrogen**
by K. Verfondern (2008), VIII, 167 pages
ISBN: 978-3-89336-530-2

11. **Kerosinreformierung für Luftfahrtanwendungen**
von R. C. Samsun (2008), VII, 218 Seiten
ISBN: 978-3-89336-531-9
12. **Der 4. Deutsche Wasserstoff Congress 2008 – Tagungsband**
hrsg. von D. Stolten, B. Emonts, Th. Grube (2008), 269 Seiten
ISBN: 978-3-89336-533-3
13. **Organic matter in Late Devonian sediments as an indicator for environmental changes**
by M. Kloppisch (2008), XII, 188 pages
ISBN: 978-3-89336-534-0
14. **Entschwefelung von Mitteldestillaten für die Anwendung in mobilen Brennstoffzellen-Systemen**
von J. Latz (2008), XII, 215 Seiten
ISBN: 978-3-89336-535-7
15. **RED-IMPACT**
Impact of Partitioning, Transmutation and Waste Reduction Technologies on the Final Nuclear Waste Disposal
SYNTHESIS REPORT
ed. by W. von Lensa, R. Nabbi, M. Rossbach (2008), 178 pages
ISBN 978-3-89336-538-8
16. **Ferritic Steel Interconnectors and their Interactions with Ni Base Anodes in Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)**
by J. H. Froitzheim (2008), 169 pages
ISBN: 978-3-89336-540-1
17. **Integrated Modelling of Nutrients in Selected River Basins of Turkey**
Results of a bilateral German-Turkish Research Project
project coord. M. Karpuzcu, F. Wendland (2008), XVI, 183 pages
ISBN: 978-3-89336-541-8
18. **Isotopengeochemische Studien zur klimatischen Ausprägung der Jüngerer Dryas in terrestrischen Archiven Eurasiens**
von J. Parplies (2008), XI, 155 Seiten, Anh.
ISBN: 978-3-89336-542-5
19. **Untersuchungen zur Klimavariabilität auf dem Tibetischen Plateau - Ein Beitrag auf der Basis stabiler Kohlenstoff- und Sauerstoffisotope in Jahringen von Bäumen waldgrenznaher Standorte**
von J. Griessinger (2008), XIII, 172 Seiten
ISBN: 978-3-89336-544-9

20. **Neutron-Irradiation + Helium Hardening & Embrittlement Modeling of 9%Cr-Steels in an Engineering Perspective (HELENA)**
by R. Chaouadi (2008), VIII, 139 pages
ISBN: 978-3-89336-545-6
21. **in Bearbeitung**
22. **Verbundvorhaben APAWAGS (AOEV und Wassergenerierung) – Teilprojekt: Brennstoffreformierung – Schlussbericht**
von R. Peters, R. C. Samsun, J. Pasel, Z. Porš, D. Stolten (2008), VI, 106 Seiten
ISBN: 978-3-89336-547-0
23. **FREEVAL**
Evaluation of a Fire Radiative Power Product derived from Meteosat 8/9 and Identification of Operational User Needs
Final Report
project coord. M. Schultz, M. Wooster (2008), 139 pages
ISBN: 978-3-89336-549-4
24. **Untersuchungen zum Alkaliverhalten unter Oxycoal-Bedingungen**
von C. Weber (2008), VII, 143, XII Seiten
ISBN: 978-3-89336-551-7
25. **Grundlegende Untersuchungen zur Freisetzung von Spurstoffen, Heißgaschemie, Korrosionsbeständigkeit keramischer Werkstoffe und Alkalirückhaltung in der Druckkohlenstaubfeuerung**
von M. Müller (2008), 207 Seiten
ISBN: 978-3-89336-552-4
26. **Analytik von ozoninduzierten phenolischen Sekundärmetaboliten in *Nicotiana tabacum* L. cv Bel W3 mittels LC-MS**
von I. Koch (2008), III, V, 153 Seiten
ISBN 978-3-89336-553-1
27. **IEF-3 Report 2009. Grundlagenforschung für die Anwendung**
(2009), ca. 230 Seiten
ISBN: 978-3-89336-554-8
28. **Influence of Composition and Processing in the Oxidation Behavior of MCrAlY-Coatings for TBC Applications**
by J. Toscano (2009), 168 pages
ISBN: 978-3-89336-556-2
29. **Modellgestützte Analyse signifikanter Phosphorbelastungen in hessischen Oberflächengewässern aus diffusen und punktuellen Quellen**
von B. Tetzlaff (2009), 149 Seiten
ISBN: 978-3-89336-557-9

30. **Nickelreaktivlot / Oxidkeramik – Fügungen als elektrisch isolierende Dichtungskonzepte für Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Stacks**
von S. Zügner (2009), 136 Seiten
ISBN: 978-3-89336-558-6
31. **Langzeitbeobachtung der Dosisbelastung der Bevölkerung in radioaktiv kontaminierten Gebieten Weißrusslands – Korma-Studie**
von H. Dederichs, J. Pillath, B. Heuel-Fabianek, P. Hill, R. Lennartz (2009),
Getr. Pag.
ISBN: 978-3-89336-532-3
32. **Herstellung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen über physikalische Gasphasenabscheidung**
von N. Jordán Escalona (2009), 148 Seiten
ISBN: 978-3-89336-532-3
33. **Real-time Digital Control of Plasma Position and Shape on the TEXTOR Tokamak**
by M. Mitri (2009), IV, 128 pages
ISBN: 978-3-89336-567-8
34. **Freisetzung und Einbindung von Alkalimetallverbindungen in kohle-befeuerten Kombikraftwerken**
von M. Müller (2009), 155 Seiten
ISBN: 978-3-89336-568-5
35. **Kosten von Brennstoffzellensystemen auf Massenbasis in Abhängigkeit von der Absatzmenge**
von J. Werhahn (2009), 242 Seiten
ISBN: 978-3-89336-569-2
36. **Einfluss von Reoxidationszyklen auf die Betriebsfestigkeit von anodengestützten Festoxid-Brennstoffzellen**
von M. Ettler (2009), 138 Seiten
ISBN: 978-3-89336-570-8
37. **Großflächige Plasmaabscheidung von mikrokristallinem Silizium für mikromorphe Dünnschichtsolarmodule**
von T. Kilper (2009), XVII, 154 Seiten
ISBN: 978-3-89336-572-2
38. **Generalized detailed balance theory of solar cells**
by T. Kirchartz (2009), IV, 198 pages
ISBN: 978-3-89336-573-9
39. **The Influence of the Dynamic Ergodic Divertor on the Radial Electric Field at the Tokamak TEXTOR**
von J. W. Coenen (2009), xii, 122, XXVI pages
ISBN: 978-3-89336-574-6

40. **Sicherheitstechnik im Wandel Nuklearer Systeme**
von K. Nünighoff (2009), viii, 215 Seiten
ISBN: 978-3-89336-578-4

41. **Pulvermetallurgie hochporöser NiTi-Legierungen für Implantat- und Dämpfungsanwendungen**
von M. Köhl (2009), XVII, 199 Seiten
ISBN: 978-3-89336-580-7

42. **Einfluss der Bondcoatzusammensetzung und Herstellungsparameter auf die Lebensdauer von Wärmedämmschichten bei zyklischer Temperaturbelastung**
von M. Subanovic (2009), 188, VI Seiten
ISBN: 978-3-89336-582-1

43. **Oxygen Permeation and Thermo-Chemical Stability of Oxygen Permeation Membrane Materials for the Oxyfuel Process**
by A. J. Ellett (2009), 176 pages
ISBN: 978-3-89336-581-4

44. **Korrosion von polykristallinem Aluminiumoxid (PCA) durch Metalljodidschmelzen sowie deren Benetzungseigenschaften**
von S. C. Fischer (2009), 148 Seiten
ISBN: 978-3-89336-584-5

45. **IEF-3 Report 2009. Basic Research for Applications**
(2009), 217 Seiten
ISBN: 978-3-89336-585-2

46. **Verbundvorhaben ELBASYS (Elektrische Basissysteme in einem CFK-Rumpf) - Teilprojekt: Brennstoffzellenabgase zur Tankinertisierung - Schlussbericht**
von R. Peters, J. Latz, J. Pasel, R. C. Samsun, D. Stolten
(2009), xi, 202 Seiten
ISBN: 978-3-89336-587-6

47. **Aging of ¹⁴C-labeled Atrazine Residues in Soil: Location, Characterization and Biological Accessibility**
by N. D. Jablonowski (2009), IX, 104 pages
ISBN: 978-3-89336-588-3

48. **Entwicklung eines energetischen Sanierungsmodells für den europäischen Wohngebäudesektor unter dem Aspekt der Erstellung von Szenarien für Energie- und CO₂ - Einsparpotenziale bis 2030**
von P. Hansen (2009), XXII, 281 Seiten
ISBN: 978-3-89336-590-6

49. **Reduktion der Chromfreisetzung aus metallischen Interkonnektoren für Hochtemperaturbrennstoffzellen durch Schutzschichtsysteme**
von R. Trebbels (2009), iii, 135 Seiten
ISBN: 978-3-89336-591-3

50. **Bruchmechanische Untersuchung von Metall / Keramik-Verbundsystemen für die Anwendung in der Hochtemperaturbrennstoffzelle**
von B. Kuhn (2009), 118 Seiten
ISBN: 978-3-89336-592-0

51. **Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust**
Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft
von T. Feck (2009), 180 Seiten
ISBN: 978-3-89336-593-7

52. **Development of a new Online Method for Compound Specific Measurements of Organic Aerosols**
by T. Hohaus (2009), 156 pages
ISBN: 978-3-89336-596-8

53. **Entwicklung einer FPGA basierten Ansteuerungselektronik für Justageeinheiten im Michelson Interferometer**
von H. Nöldgen (2009), 121 Seiten
ISBN: 978-3-89336-599-9

54. **Observation – and model – based study of the extratropical UT/LS**
by A. Kunz (2010), xii, 120, xii pages
ISBN: 978-3-89336-603-3

55. **Herstellung polykristalliner Szintillatoren für die Positronen-Emissions-Tomographie (PET)**
von S. K. Karim (2010), VIII, 154 Seiten
ISBN: 978-3-89336-610-1

56. **Kombination eines Gebäudekondensators mit H₂-Rekombinatorelementen in Leichwasserreaktoren**
von S. Kelm (2010), vii, 119 Seiten
ISBN: 978-3-89336-611-8

57. **Plant Leaf Motion Estimation Using A 5D Affine Optical Flow Model**
by T. Schuchert (2010), X, 143 pages
ISBN: 978-3-89336-613-2

58. **Tracer-tracer relations as a tool for research on polar ozone loss**
by R. Müller (2010), 116 pages
ISBN: 978-3-89336-614-9

59. **Sorption of polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH) to Yangtze River sediments and their components**
by J. Zhang (2010), X, 109 pages
ISBN: 978-3-89336-616-3
60. **Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂**
Studie im Auftrag des BMWi
von W. Kuckshinrichs et al. (2010), X, 139 Seiten
ISBN: 978-3-89336-617-0
61. **Herstellung und Charakterisierung von sauerstoffionenleitenden Dünnschichtmembranstrukturen**
von M. Betz (2010), XII, 112 Seiten
ISBN: 978-3-89336-618-7
62. **Politiksznarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel, Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030**
hrsg. von P. Hansen, F. Chr. Matthes (2010), 276 Seiten
ISBN: 978-3-89336-619-4
63. **Charakterisierung Biogener Sekundärer Organischer Aerosole mit Statistischen Methoden**
von C. Spindler (2010), iv, 163 Seiten
ISBN: 978-3-89336-622-4
64. **Stabile Algorithmen für die Magnetotomographie an Brennstoffzellen**
von M. Wannert (2010), ix, 119 Seiten
ISBN: 978-3-89336-623-1
65. **Sauerstofftransport und Degradationsverhalten von Hochtemperaturmembranen für CO₂-freie Kraftwerke**
von D. Schlehuber (2010), VII, 139 Seiten
ISBN: 978-3-89336-630-9
66. **Entwicklung und Herstellung von foliengegossenen, anodengestützten Festoxidbrennstoffzellen**
von W. Schafbauer (2010), VI, 164 Seiten
ISBN: 978-3-89336-631-6
67. **Disposal strategy of proton irradiated mercury from high power spallation sources**
by S. Chiriki (2010), xiv, 124 pages
ISBN: 978-3-89336-632-3
68. **Oxides with polyatomic anions considered as new electrolyte materials for solid oxide fuel cells (SOFCs)**
by O. H. Bin Hassan (2010), vii, 121 pages
ISBN: 978-3-89336-633-0

69. **Von der Komponente zum Stack: Entwicklung und Auslegung von HT-PEFC-Stacks der 5 kW-Klasse**
von A. Bendzulla (2010), IX, 203 Seiten
ISBN: 978-3-89336-634-7

70. **Satellitengestützte Schwerewellenmessungen in der Atmosphäre und Perspektiven einer zukünftigen ESA Mission (PREMIER)**
von S. Höfer (2010), 81 Seiten
ISBN: 978-3-89336-637-8

71. **Untersuchungen der Verhältnisse stabiler Kohlenstoffisotope in atmosphärisch relevanten VOC in Simulations- und Feldexperimenten**
von H. Spahn (2010), IV, 210 Seiten
ISBN: 978-3-89336-638-5

72. **Entwicklung und Charakterisierung eines metallischen Substrats für nanostrukturierte keramische Gastrennmembranen**
von K. Brands (2010), vii, 137 Seiten
ISBN: 978-3-89336-640-8

73. **Hybridisierung und Regelung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems**
von J. Chr. Wilhelm (2010), 220 Seiten
ISBN: 978-3-89336-642-2

Kurzzusammenfassung:

Ziel der Arbeit ist die Entwicklung eines Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems für den Bereich leichte Traktion. Aufgrund der hohen Energiedichte von Methanol und einer vergleichsweise einfachen Speicherung eignen sich Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systeme als Batterieersatz für diese Anwendungen. Da das Nachtanken im Vergleich zum Laden einer Batterie viel schneller realisierbar ist, kann daher ein nahezu unterbrechungsfreier Betrieb realisiert werden. Die systemtechnische Entwicklung und Charakterisierung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems erfolgt zuerst allgemein und anschließend angewandt auf die exemplarische Anwendung eines Horizontalkommissionierers aus der Klasse der Flurförderfahrzeuge. Hierfür soll sowohl ein Hybridisierungs- als auch ein Regelungskonzept entwickelt werden. Die gewählte Vorgehensweise gliedert sich in die Charakterisierung der Anwendung, die theoretische Konzeptentwicklung und eine abschließende Systemanalyse mithilfe von Untersuchungen am Teststand und Simulationen.

Autor:

Jörg Christoph Wilhelm studierte an der Universität Ulm Elektrotechnik mit der Vertiefungsrichtung Automatisierungs- und Energietechnik. Im Februar 2006 kam er als Doktorand ans Institut für Energieforschung – Brennstoffzellen (IEF-3) im Forschungszentrum Jülich. Dort beschäftigte er sich mit der Hybridisierung und Regelung eines mobilen Direktmethanol-Brennstoffzellen-Systems. Der Inhalt dieses Buches wurde von der RWTH Aachen als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften genehmigt.

Institut:

Die Forschungsaufgaben des Instituts für Energieforschung – Brennstoffzellen (IEF-3) sind auf die Realisierung von Hoch- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen sowie von entsprechenden Stacks und Systemen für stationäre oder mobile Anwendungen ausgerichtet. Ferner umfassen die verfahrens- und systemtechnischen Entwicklungen die Bereitstellung von Apparaten zur Brenngaserzeugung. Diese Arbeiten werden von physikalisch-chemischen Grundlagenuntersuchungen sowie systematischen Studien der Energieverfahrenstechnik begleitet.